

**Der russische Erdgasmarkt
zwischen
Monopol und Liberalisierung**

Inauguraldissertation

zur

Erlangung des Doktorgrades

der Wirtschafts- und Sozialwissenschaftlichen Fakultät

der Universität zu Köln

2005

vorgelegt von

Diplom-Ökonom Dmitri Dronnikov

aus

Tomsk, Russland

Referent: Prof. Dr. Carl Christian von Weizsäcker

Korreferent: Prof. Dr. Walter Schulz

Tag der Promotion: 4. Februar 2005

Для моих родителей

Für meine Eltern

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI). Sie wurde im Februar 2005 von der Wirtschafts- und Sozialwissenschaftlichen Fakultät der Universität zu Köln als Dissertation angenommen. Herzlicher Dank gebührt meinem Doktorvater Professor Dr. Carl Christian von Weizsäcker, der mir die Promotion am EWI ermöglichte und das Erstgutachten übernommen hat.

Mein aufrichtiger herzlichster Dank gilt Professor Dr. Walter Schulz, der meine Doktorarbeit, die Übernahme des Korreferats und insgesamt meine energiewirtschaftliche Forschungstätigkeit angeregt hat. Sein wissenschaftlicher und menschlicher Beistand hat nicht nur zu meiner professionellen sondern auch zu meiner persönlichen Entwicklung wesentlich beigetragen.

Mein besonderer Dank gilt Dipl.-Kffr. Carmen Braun und Dipl.-Kfm. Alexander Nolden, nicht zuletzt für ihre konstruktive Kritik und grammatikalische Korrektur der Arbeit, entscheidend aber für die Tatsache, dass sie sich immer wieder als wahre Freunde erweisen. Für die originelle und anregende Atmosphäre inner- und außerhalb des Arbeitsbüros bedanke ich mich ganz herzlich bei meinem besten Kollegen Dipl.-Kfm. Dirk Steuber. Vielen Dank sage ich auch Dipl.-Volksw., Dipl.-Kfm. Christian Kühn für unsere produktiven Diskussionen, von denen ich immer profitieren konnte.

Ich widme diese Arbeit meinen Eltern Alexander und Tatiana und danke Ihnen ganz herzlich für ihr Verständnis, ihren Rat und ihre tägliche menschliche Unterstützung, die sie aus der geliebten Heimat Westsibirien meinem zeitraubenden Vorhaben entgegengebracht haben.

Köln, im Frühling 2005

Dmitri Dronnikov

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	I
Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	IV
Abkürzungsverzeichnis	V
Einleitung	1
1 Zusammenfassung und wesentliche Ergebnisse	3
2 Aufbau der russischen Gaswirtschaft	9
2.1 Problemstellung.....	9
2.2 Erdgaspreise auf dem Binnenmarkt.....	11
2.3 Erdgasressourcen, -reserven und -förderung in Russland.....	14
2.3.1 Klassifikation und systematische Abgrenzung.....	14
2.3.2 Erdgasreserven und -förderung nach Regionen.....	17
2.4 Infrastruktur der russischen Gaswirtschaft.....	27
2.4.1 EGS als Grundelement der Gasversorgung.....	28
2.4.2 Verteilungsnetze.....	31
2.5 Erdgasabsatz.....	34
2.5.1 Erdgasabsatz im Inland.....	34
2.5.1.1 Erdgaseinsatz in der Strom- und Wärmerzeugung.....	37
2.5.1.2 Weitere Einsatzbereiche von Erdgas.....	42
2.5.2 Gasexporte.....	44
2.5.2.1 Exporte nach Europa.....	45
2.5.2.2 Exporte in die GUS-Staaten.....	56
2.5.3 Erdgasimporte.....	62
2.6 Zusammenfassende Bewertung.....	63
3 Ordnungsrahmen der russischen Gaswirtschaft	65
3.1 Eigentumsverhältnisse in der russischen Gaswirtschaft.....	67
3.1.1 Zugang zu Gasressourcen.....	67
3.1.2 Nutzung und Zubau der gaswirtschaftlichen Infrastruktur.....	73
3.2 Regulierung der Preise und Transporttarife auf dem russischen Gasmarkt.....	75
3.3 Regulierung der Gaslieferungen auf dem russischen Erdgasmarkt.....	78
3.4 Regulierung des Netzzuganges in der russischen Gaswirtschaft.....	80
3.4.1 Regulierung des Netzzuganges zu Ferngasnetzen von Gazprom.....	81
3.4.2 Regulierung des Netzzuganges auf der Verteilungsstufe.....	84
3.5 Institutionen der Gaswirtschaft.....	85
3.5.1 Föderale Institutionen.....	85
3.5.2 Gaswirtschaftliche Verbände.....	87
4 Marktstrukturen in der russischen Gaswirtschaft	88

4.1	Erdgasförderung	89
4.1.1	Gazprom	90
4.1.2	Unabhängige Produzenten	93
4.1.3	Entwicklungstendenzen und Konzentrationsprozesse auf der Produktionsstufe	100
4.2	Ferngastransport und Speicherung	102
4.3	Verteilung	105
4.4	Vertrieb im Binnenmarkt	106
4.4.1	Mezhringongas	108
4.4.2	Unabhängige Gasproduzenten	112
4.4.3	Kurzfristiger Gashandel	114
4.5	Zusammenfassende Bewertung: Monopolisierung vs. (Teil)Liberalisierung	115
4.5.1	Tendenzen der Marktentwicklung	115
4.5.2	Bedeutung und Zukunft des Wettbewerbs	116
5	Offene Fragen der Entwicklung der russischen Gaswirtschaft	118
5.1	Überblick	118
5.2	Einführung kostendeckender Preise für Erdgas auf dem russischen Binnenmarkt	119
5.3	Steigerung der Investitionsattraktivität der russischen Gasindustrie	120
5.4	Steigerung der Effizienz der russischen Gaswirtschaft	121
	Literaturverzeichnis	123

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Typen von Erdgaslagerstätten	16
Abbildung 2-2: Erdöl- und Erdgasförderprovinzen in Russland	19
Abbildung 2-3: Ferngaspipelines in Russland	28
Abbildung 2-4: Gasanschlussraten der Regionen in Russland, in %	32
Abbildung 2-5: Primärenergieverbrauch Russlands nach Energieträgern, 1991-2002; Mtoe	35
Abbildung 2-6: Stromerzeugung in Russland nach Primärenergieträgern, 1991-2002; TWh	37
Abbildung 2-7: Zentrale Wärmerzeugung aus KWK-Anlagen und Heizwerken, 1993-2002; PJ	38
Abbildung 2-8: Durchschnittliche Industriepreise für Heizöl, Erdgas, Kesselkohle, 1995, 1998-2001; US- \$/Mtoe	41
Abbildung 2-9: Endverbrauch von Erdgas in Russland, 1990-2002; Mrd. m ³	43
Abbildung 2-10: Russische Erdgasexporte, 2002; Mrd. m ³	45
Abbildung 2-11: Großhandelspreise für Erdgas in Europa, 1999-2003; US-\$/ Tsd. m ³	49
Abbildung 2-12: Mindestabsatzverpflichtungen von Gazprom aus laufenden Exportverträgen mit europäischen Importeuren in 2003; Mrd. m ³	50
Abbildung 2-13: Aktionäre der Gasversorgungsunternehmen im Baltikum, 2003	55
Abbildung 4-1: Zahlungen für Gas im Binnenmarkt; in % der Zahlungsverpflichtungen	111
Abbildung 5-1: System der Einflussfaktoren auf die Entwicklung der russischen Erdgaswirtschaft	119

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Erdgas Erlöse und -mengen von Gazprom nach Absatzmärkten, 2000-2002; Mio. US-\$, Mrd. m ³ ...	10
Tabelle 2-2: Gaspreise in Russland, 1991-2001; US-\$/Tsd. m ³ , RUB/ Tsd. m ³	12
Tabelle 2-3: Kosten und Preise von Gazprom auf dem Binnenmarkt, 1998-2002; US-\$/ Tsd. m ³	14
Tabelle 2-4: Abgrenzung der Begriffe Reserven und Ressourcen.....	15
Tabelle 2-5: Gasförderung und Gasaufkommen Russland, 1990-2002; Mrd. m ³	18
Tabelle 2-6: Erdgasreserven in Russland nach Regionen und Feldern, 2002; Bill. m ³	21
Tabelle 2-7: Länge der Ferngasleitungen in Russland, 1997-2002; Tsd. km	30
Tabelle 2-8: Entwicklung der Gasverteilungsnetze und Anschlussraten in den Regionen Russlands, 1990-2002; Tsd. km, %	32
Tabelle 2-9: Gasabsatz in Russland, 1990-2002; Mrd. m ³	34
Tabelle 2-10: Erdgasverbrauch in Russland nach Einsatzbereichen; %	36
Tabelle 2-11: Beteiligungen von Gazprom in West- und Osteuropa und in der Türkei, 2003	54
Tabelle 2-12: Gazprom's Export- und Transiterlöse in der Ukraine, 1998; US-\$/ Tsd. m ³	60
Tabelle 2-13: Gasimporte und Gasaufkommen Russland, 1990-2002; Mrd. m ³	62
Tabelle 3-1: Regulierungsmaßnahmen in Russland	66
Tabelle 3-2: Das aktuelle Steuersystem in der russischen Gaswirtschaft.....	72
Tabelle 3-3: Vertragsvolumen der Erdgasdurchleitungen der unabhängigen Organisationen durch Gasleitungen von Gazprom, 1998-2003; Mrd. m ³	81
Tabelle 3-4: Vertragstypen beim Netzzugang zu Ferngasleitungen von Gazprom	83
Tabelle 3-5: Vertragstypen beim Netzzugang zu Gasverteilungsnetzen	85
Tabelle 4-1: Der russische Erdgasmarkt, 2003	89
Tabelle 4-2: Bedeutende Tochterunternehmen und Joint Ventures von Gazprom	92
Tabelle 4-3: Gasproduktion der integrierten Ölproduzenten (Erdgas und Propan-Butan), 1998-2002; Mrd. m ³ ..	94

Abkürzungsverzeichnis

Bill.	Billionen
BIP	Bruttoinlandsprodukt
ESG	Einheitliches System der Gasversorgung (siehe Abschnitt 2.4)
GUS	Gemeinschaft unabhängiger Staaten
GW	Gigawatt
k.A.	keine Angaben
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
LNG	Liquefied Natural Gas
MAP	Ministerium für Antimonopolpolitik
MERT	Ministerium für Wirtschaftsentwicklung und Handel
MinEnerg	Ministerium für Energiewirtschaft
MMBtu	million British thermal units
Mtoe	million tons of oil equivalent
PJ	Petajoule
PSA	Production Sharing Agreement (siehe Abschnitt 3.1.1)
RF	Russische Föderation
RGO	Russische Gasgesellschaft
RSP	Russischer Unternehmerverband
RUB	Russischer Rubel
Sojuzgas	Verband der unabhängigen Gasproduzenten
TWh	Terawattstunde
WEC	World Energy Council

Einleitung

Russland ist der größte Erdgasproduzent in der Welt und der größte Erdgasexporteur nach Europa. Russland deckt 22% des Erdgasverbrauchs der Europäischen Union.¹

Der im Jahr 1998 eingeleitete Liberalisierungsprozess auf den Erdgasmärkten in der Europäischen Union veränderte die Struktur der europäischen Erdgasversorgung. Die Liberalisierung dient dazu, die bisher existierenden Gebietsmonopole auf den regionalen Inlandsmärkten sowie Anbieter- und Abnahmeoligopole in den potenziell wettbewerblich organisierbaren Bereichen (Förderung und Handel) aufzuheben. Die Liberalisierungsprozesse in Europa hängen nicht nur von der Schaffung der Rahmenbedingungen zur Entwicklung des Wettbewerbs innerhalb der EU ab, sondern auch von der Entwicklung der Erdgasmärkte der nicht-europäischen Erdgasförderländer. Aufgrund der starken Importabhängigkeit hängt die Sicherheit der europäischen Gasversorgung maßgeblich von der technischen und politischen Stabilität der Erdgassysteme in den nicht-europäischen Erdgasförderländern ab. Zudem haben die europäischen Erdgasversorger nur einen begrenzten Einfluss auf die Gesamtkosten der gaswirtschaftlichen Wertschöpfungskette. Erst bei einer wettbewerblichen Preisbildung entlang der Wertschöpfungskette vom Bohrloch des jeweiligen Produzenten bis zu den Endverbrauchern in der EU, kann sich ein vollständiger Gas-zu-Gas-Wettbewerb in Europa entwickeln. Deshalb sind die Restrukturierungsprozesse auf den Erdgasmärkten der Nicht-EU-Gasproduzenten für die Entwicklung des Wettbewerbs in der EU von besonderer Bedeutung.

In Russland wird seit mehreren Jahren über die Umstrukturierung und wettbewerbliche Öffnung der Gaswirtschaft diskutiert.² Die in den Jahren 1997-1998 auf dem russischen Erdgasbinnenmarkt eingeführte, gesetzlich verankerte Netzzugangsregelung und die eingeleiteten Restrukturierungsprozesse der internen Betriebsführung des Quasi-Monopols Gazprom haben erneut Diskussionen über die zukünftige Entwicklung der Gasindustrie hervorgerufen. Seitdem im Jahr 2000 der russische Präsident Putin sein Amt angetreten hat, wurde die Restrukturierung des Erdgasbinnenmarktes intensiviert. Es wurden unterschiedliche Konzepte vorgelegt: von der Abschaffung der regulierten Gasabsatzpreise (Aufsichtsrat von Gazprom) bis zur vollständigen Liberalisierung und Demonopolisierung des Erdgasbinnenmarktes (Ministerium für Wirtschaftsentwicklung und Handel). Gleichzeitig sagte Präsident Putin am 10. Oktober 2003 während des WTO-Treffens (EU/ Russland): „Wir wollen die staatliche Kontrolle über das Erdgassystem und Gazprom erhalten“³. Diese Aussage des Präsidenten stellte die bisherigen Liberalisierungspläne des Erdgasmarktes in Russland in Frage, die eine Aufteilung von Gazprom in Produktions- und Vertriebsgesellschaften vorsah.⁴ Deshalb ist derzeit unklar,

¹ Eigene Berechnung auf der Basis von IEA (2003). Die Angabe (2002) bezieht sich auf EU-25.

² Z.B. GM (07/1998), S. 21; VWD (03/05/2001), S.3.

³ VWD (13/10/2003), S.6.

⁴ Vgl. VWD (13/10/2003), S.6.

welche Entwicklung die russische Gasindustrie in den nächsten Jahren nehmen wird. Die vorliegende Arbeit untersucht die Bedingungen für eine wettbewerbliche Organisation des russischen Erdgasmarktes vor dem Hintergrund der bestehenden ökonomischen Probleme der russischen Gasindustrie.

In Kapitel 2 werden aktuelle ökonomische Entwicklungsprobleme der russischen Gasindustrie untersucht, die derzeitig einen wesentlichen hemmenden Faktor für eine weitgehende Entwicklung von Wettbewerbsbeziehungen darstellen. Der Schwerpunkt der Analyse liegt in der Darstellung des Problems der Abhängigkeit der Gasindustrie von den Exporterlösen und der Quersubventionierung des Binnenmarktes. Die zentrale Fragestellung ist, ob diese Quersubventionierung dauerhaft fortgeführt werden kann und welche Risiken für die langfristige Entwicklung der russischen Gasindustrie damit verbunden sind.

Kapitel 3 untersucht den bestehenden Ordnungsrahmen der russischen Gaswirtschaft im Bezug auf rechtliche Möglichkeiten für eine wettbewerbliche Organisation des russischen Erdgasbinnenmarktes. Die zentrale Fragestellung ist dabei, welche Marktzutrittsbedingungen bzw. Kooperationsmöglichkeiten der bestehende Ordnungsrahmen für Newcomer sowohl in den potenziell wettbewerblich organisierbaren Bereichen (Förderung und Handel) als auch in den natürlichen Monopolbereichen (Zubau, Betrieb und Drittnutzung der Transport- und Speicherinfrastruktur) bietet.

Kapitel 4 analysiert die derzeitige Struktur und die Entwicklungsprozesse auf dem russischen Erdgasbinnenmarkt. Es wird dargestellt, wie sich der russische Erdgasmarkt unter dem Einfluss des bestehenden Ordnungsrahmens in den letzten Jahren entwickelte. Untersucht werden die Entwicklung der Kapitalbeteiligungsverhältnisse der verschiedenen Marktteilnehmer und die daraus resultierenden Konzentrationsprozesse auf den einzelnen Marktstufen. Darauf basierend werden die Bedeutung der durchgeführten Reformen für eine wettbewerbliche Öffnung des russischen Erdgasmarktes und die Zielvorstellungen der russischen Regierung für die zukünftige Organisation des Gasmarktes in Russland aufgezeigt.

Das abschließende Kapitel 5 gibt einen Ausblick auf offene Fragen der Weiterentwicklung der russischen Gaswirtschaft. Im Mittelpunkt der Betrachtung steht die Ableitung von drei Mindestanforderungen für die Absicherung von notwendigen Investitionen (kostendeckende (marktorientierte) Preise, Investitionsattraktivität, betriebliche Effizienz). Analysiert wird die Realisierbarkeit der drei oben genannten Kriterien unter den bestehenden institutionellen Rahmenbedingungen.

1 Zusammenfassung und wesentliche Ergebnisse

Kapitel 2 präsentiert die wesentlichen Charakteristika und Entwicklungstendenzen der russischen Gasindustrie: Die Kostenentwicklung entlang der gaswirtschaftlichen Wertschöpfungskette (Produktion, Transport, Verteilung), die Preisbildung auf dem russischen Binnenmarkt und auf den Exportmärkten und die aktuellen Entwicklungstendenzen auf den Absatzmärkten.

Die aus der Kosten- und Preisentwicklung resultierenden Probleme lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Niedrige, nicht kostendeckende Gaspreise auf dem russischen Binnenmarkt sind vor allem durch struktur-, industrie- und sozialpolitische Zielsetzungen der russischen Regierung bedingt. Die Preise haben keinen unmittelbaren Bezug zu den Kosten der gaswirtschaftlichen Wertschöpfungskette in Russland.
- Die Nutzung der alten, zu Sowjetzeiten in Betrieb genommenen gaswirtschaftlichen Infrastruktur (Produktion und Transport) ermöglichte es, in den 1990er Jahren, niedrige regulierte Preise auf dem Binnenmarkt durchzusetzen. Die Erdgasproduktion erfolgte zu rd. 90% auf der Basis der kostengünstigen Riesengasfelder überwiegend zu Teilkosten. Demgegenüber wurde die Erschließung neuer Gasfelder von Gazprom aufgrund der durch Zahlungsausfälle auf dem Binnenmarkt bedingten Investitionsprobleme vernachlässigt. Im Laufe der 90er Jahre wurden keine neuen Pipelines von Gazprom gebaut, so dass ebenso ein relativ geringes Niveau der Transportkosten von Gazprom gesichert war.⁵
- Derzeit befindet sich die russische Erdgasförderung im Umbruch. Um die Erdgasproduktion in Russland aufrechtzuerhalten und zu steigern, müssen neue Produktionskapazitäten in Betrieb genommen werden. Bei Gazprom muss somit mit einer deutlichen Steigerung der Kostenbelastung gerechnet werden. Obwohl in den kommenden Jahren die alten Transportnetze bereits vollständig abgeschrieben sein werden, ist fraglich, ob die verringerten Kapitalkosten den zusätzlichen Kostenaufwand aufgrund des immensen Modernisierungsbedarfs und der anstehenden Ersatzinvestitionen im Transport kompensieren können.
- Die derzeitigen Einnahmen von Gazprom reichen bereits heute nicht aus, um die anstehenden Ersatzinvestitionen aus eigenem Cashflow zu finanzieren. Beispielsweise belief sich das Investitionsprogramm von Gazprom im Jahr 2002 auf rd. 6 Mrd. US-\$, wobei nur rd. die Hälfte der Investitionen durch die Innenfinanzierung gedeckt war. Hinzu kommen die langfristigen Verbindlichkeiten von Gazprom in Höhe von

⁵ Nach dem Zusammenbruch der Sowjetunion wurde im Jahr 2001 die einzige neue Exportpipeline Blue-Stream in Betrieb genommen. Die Pipeline befindet sich im Besitz des italienischen Gaskonzerns ENI, der den Bau der Exportpipeline zum Großteil finanziert hat.

13 Mrd. US-\$. Aus diesem Grund ist fraglich, ob bei Aufrechterhaltung niedriger Gaspreise auf dem Binnenmarkt die langfristige Stabilität der Geschäftstätigkeit von Gazprom abgesichert werden kann.

Wesentliche Entwicklungstendenzen auf den Absatzmärkten:

- Inlandsmarkt: Die künstlich niedrig gehaltenen Gaspreise auf dem russischen Inlandsmarkt, auf dem rd. 2/3 der russischen Erdgasförderung verbraucht werden, verringern die Anreize zur Energieeffizienz und verursachen eine hohe Energieintensität in der russischen Volkswirtschaft.

Die staatlich regulierten Gaspreise im Umwandlungssektor (Strom- und Fernwärmeerzeugung), der rd. 2/3 des gesamten Inlandsverbrauchs ausmacht, verzerren den Substitutionswettbewerb. Kohle und Mineralöl bedienen nur die Restnachfrage nach Primärenergie in der Strom- und zentralen Wärmeerzeugung, was auch politisch gewollt ist. Die niedrigen Gaspreise auf dem Binnenmarkt erlauben es, niedrige Strom- und Wärmetarife festzusetzen. Damit verfolgt die russische Regierung das Ziel, der Inflation in Russland entgegenzuwirken.

- GUS-Markt: Gazprom behält auf dem GUS-Markt eine dominante Position, bedingt durch das bestehende Transitmonopol von Gazprom. Da Gazprom die Absatzpolitik der zentralasiatischen Produzenten und in Russland tätigen Zwischenhändler vollständig mitbestimmt, ist jede Konkurrenz gegenüber Gazprom ausgeschlossen.

Der GUS-Gasmarkt leistet keinen entscheidenden Beitrag zur Finanzierung der russischen Gasindustrie und wird weiterhin durch Bartergeschäfte geprägt. Trotzdem behält er für Gazprom eine Schlüsselposition, nicht zuletzt wegen der Transitkorridore. Sollte Gazprom auf dem GUS-Markt Marktmacht verlieren, so würde der Konzern seine starke Position auf dem europäischen Erdgasmarkt nicht mehr halten können.

- Der europäische Erdgasmarkt: Der europäische Erdgasmarkt, der mit knapp 70% der Gesamteinnahmen aus dem russischen Gasabsatz einen entscheidenden Beitrag zur Finanzierung der russischen Gasindustrie leistet, befindet sich in einem tief greifenden Liberalisierungsprozess. Aufgrund der Aufhebung der Verwendungsbindung (Final Destination Clauses) bei langfristigen Verträgen ist bereits kurzfristig mit einem tendenziell steigenden Margendruck auf Gazprom zu rechnen. Die vertikale Vorwärtsintegration von Gazprom auf dem europäischen Gasmarkt kann diesen Margendruck nur in einem geringen Umfang abschwächen.

Aus den in Kapitel 2 dargestellten Entwicklungsproblemen lassen sich folgende Schlüsse ziehen:

- Die Aufrechterhaltung des bestehenden Systems der Quersubventionierung der gesamten russischen Gasindustrie aus Exporterlösen ist angesichts des steigenden Kapitalbedarfs und steigenden Margendrucks auf dem europäischen Gasmarkt bereits kurzfristig

sehr risikoreich. Die Einführung von kostendeckenden Preisen auf dem russischen Erdgasmarkt stellt eine notwendige Bedingung für die Aufrechterhaltung der langfristigen Stabilität der russischen Gasindustrie dar.

- Die Liberalisierung des europäischen Erdgasmarktes erhöht das Margenrisiko. Bei zukünftig notwendigen hohen Investitionsvolumina wird der Kostendruck für Gazprom steigen. Die Entwicklung eines effizienzfördernden Ordnungsrahmens für die russische Gasindustrie ist daher eine wichtige Rahmenbedingung für die zukünftige Stabilität der russischen Gaswirtschaft.

Vor diesem Hintergrund wird in den Kapiteln 3 und 4 analysiert, ob die bisher eingeleiteten Reformen geeignet sind, eine wettbewerbliche Öffnung des russischen Gasmarktes zu erreichen.

Kapitel 3 stellt dar, welche rechtlichen Möglichkeiten für eine wettbewerbliche Organisation und Kooperation der Unternehmen auf dem russischen Erdgasmarkt bestehen. Es lassen sich folgende Schlüsse ziehen:

- Die Position von Gazprom: Die derzeitige marktbeherrschende Position von Gazprom in der Erdgasproduktion (rd. 90%) sowie die Monopolstellung in Ferngastransport und Erdgasspeicherung sind gesetzlich verankert. Durch die gegebene Gesetzesgrundlage kann Gazprom neue Förderlizenzen ohne Ausschreibungsverfahren direkt vom Staat erwerben, was gegenüber anderen Gasproduzenten einen wesentlichen Wettbewerbsvorteil bedeutet. Innerhalb des bestehenden Ordnungsrahmens kann Gazprom weiterhin mit einer dominierenden Position auf den o. g. Wertschöpfungsstufen rechnen. Die Marktmacht von Gazprom auf der Förderstufe ist der entscheidende hemmende Faktor für die Entwicklung eines intensiven und wirksamen Wettbewerbs, nicht nur in der Erdgasproduktion, sondern auch im Handel.
- Der wettbewerbliche Ordnungsrahmen: Es bestehen keine hinreichenden rechtlichen Voraussetzungen für die Entwicklung von Wettbewerbsbeziehungen auf dem russischen Erdgasmarkt, weder auf der Basis der Durchleitung als noch auf dem Wege des konkurrierenden Leitungsbaus.

Zum einen schafft die Regelung für die Gasdurchleitung einen großen Diskriminierungsspielraum für Gazprom, zum anderen verfügt Gazprom, aufgrund der Gaslieferungsregelung über ein hohes Diskriminierungspotenzial gegenüber den anderen Marktteilnehmern.

Des Weiteren bestehen keine ausreichenden Regelungen für die Ausgestaltung wettbewerbsgerechter Netznutzungsentgelte auf der Ferngasstufe. Während auf der Verteilungsstufe von der Regulierungsbehörde für alle Marktteilnehmer einheitliche kostenbasierte Verteilungsentgelte festgesetzt werden, gibt es auf der von Gazprom beherrschten Ferngasstufe ein Nebeneinander von regulierten Durchleitungstarifen für Dritte und internen Verrechnungspreisen für die Tochtergesellschaften von Gazprom.

Anderen Unternehmen ist es per Gesetz nicht erlaubt, Parallelleitungen in den bereits mit Erdgas versorgten Regionen sowohl auf der Ferngas- als auch auf der Verteilungsstufe zu bauen. Damit gibt es für Newcomer gesetzlich geregelte Marktzutrittsbeschränkungen. Dies gilt ebenfalls für den Zubau der Anschlussleitungen zum Ferngasnetz von Gazprom, da Gazprom dazu berechtigt ist, allein über den Anschluss der Gasleitungen von anderen privaten Unternehmen zu entscheiden.

Die Position unabhängiger Marktteilnehmer: Angesichts des dargestellten Ordnungsrahmens sind Kooperationen mit dem Staat auf der Basis von Production Sharing Agreements und diverse Kooperationen mit Gazprom die einzigen abgesicherten Investitionsmöglichkeiten für unabhängige Unternehmen in Russland. Von diesen Möglichkeiten wurde bisher nur in geringem Umfang Gebrauch gemacht.

Es bleibt festzuhalten, dass die geschaffenen Gesetzesgrundlagen die bestehende Marktmacht von Gazprom enorm stärken und damit die Möglichkeiten wirksamer Wettbewerbsbeziehungen praktisch ausschließen. Zentrales Problem des politischen Ordnungsrahmens für die russische Gaswirtschaft ist die Vermischung politischer und wirtschaftlicher Interessen durch die Mehrheitsbeteiligung des russischen Staates an Gazprom sowie die fehlende Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden. Diese Gemengelage fördert die politische Einflussnahme des russischen Staates und lässt nicht erwarten, dass institutionelle Rahmenbedingungen immer unter einem ökonomischen Kalkül gesetzt werden.

Kapitel 4 analysiert die Entwicklungstendenzen der Marktstruktur und Wettbewerbsbeziehungen auf dem russischen Erdgasmarkt. Die durchgeführte Analyse lässt folgende Schlüsse ziehen:

- Konzentrationsprozesse: Die aktuelle Entwicklung des russischen Erdgasbinnenmarktes zeichnet sich durch eine zunehmende Marktmonopolisierung durch Gazprom entlang der Wertschöpfungskette aus. Während in der Erdgasproduktion die bereits dominierende Marktstellung von Gazprom erhalten bleibt, wird ihr Einfluss auch auf den übrigen Wertschöpfungsstufen durch die Übernahme von Verteilungsunternehmen und die Monopolisierung des Erdgashandels weiter zunehmen. Diese beherrschende Marktstellung wird durch die Verweigerung des Netzzugangs für unabhängige Produzenten und diskriminierendes Verhalten gegenüber Verteilungsunternehmen abgesichert.
- Wettbewerbsbeziehungen: Die bisherigen Reformen der institutionellen Rahmenbedingungen der russischen Gasindustrie (u.a. Einführung des Netzzugangs) zielten nicht darauf ab, einen funktionsfähigen Wettbewerb auf dem russischen Erdgasmarkt zu implementieren. Die Einführung des Netzzuganges war überwiegend auf die institutionellen Probleme der Zahlungsrückstände auf dem Binnenmarkt in den 90er Jahren zurückzuführen. Parallel zur Einführung des Netzzuganges sind im Jahr 1998 die Regeln der Gaslieferungen in Kraft getreten, die die Grundlage zur Monopolisierung des

Binnenmarktes durch Gazprom bildeten und zum praktisch vollständigen Ausschluss von Wettbewerbs- und überhaupt freien Handelsbeziehungen auf dem Binnenmarkt geführt haben. Die durchgeführten Reformen haben de facto die weitere Marktkonzentration gefördert. Ein wichtiger Wettbewerbsimpuls könnte zukünftig von unabhängigen Produzenten ausgehen, die mittlerweile über nennenswerte Erdgasreserven verfügen. Es ist allerdings fraglich, ob unter den heutigen Rahmenbedingungen genügend Anreize für unabhängige Produzenten bestehen, weiterhin in die Exploration und Produktion zu investieren.

- Staatliche Einflussnahme auf Gazprom: Der russische Staat wird seine Einflussmöglichkeiten auf Gazprom durch die geplante Anteilsaufstockung auf 51% weiter ausbauen. Die derzeitig bestehende Vermischung wirtschaftlicher und politischer Ziele in der russischen Gaswirtschaft lässt vermuten, dass die Gazprom-Dominanz auf allen Wertschöpfungsstufen auch zukünftig ein politisches Anliegen bleibt. Die Monopolisierung des Gasmarktes mit der Dominanz der Gazprom wird von der Regierung als ein Instrument gesehen, die staatliche Einflussnahme in einer Schlüsselindustrie mit geostrategischer Bedeutung zu sichern. Eine wettbewerbliche Organisation des Gasmarktes mit fairen Zugangsmöglichkeiten auf allen Wertschöpfungsstufen (insb. Upstream) liegt offenbar nicht im staatlichen Interesse.

Kapitel 5 entwickelt drei Mindestanforderungen für die langfristige Stabilität der russischen Gaswirtschaft (kostendeckende Preise, Investitionsattraktivität, Steigerung der Effizienz) und untersucht die Chancen ihrer Realisierbarkeit vor dem Hintergrund des zuvor dargestellten Ordnungsrahmens. Es lassen sich folgende Schlüsse ziehen:

- Preisregulierung: Die russische Regierung plant bis 2010 eine stufenweise Anhebung der russischen Binnenmarktpreise auf ein kostendeckendes Niveau. Ab dem Jahr 2010 sollen die inländischen Gaspreise an die Exportpreise von Gazprom gekoppelt werden, d.h. sobald die Absatzpreise auf dem europäischen Gasmarkt steigen, steigt der Absatzpreis auf dem inländischen Gasmarkt. Die künstliche Trennung von Binnen- und Exportmarkt würde somit aufgehoben.

Die Heranführung der Erdgaspreise an die langfristigen Grenzkosten der Erdgasbereitstellung verbessert Gazproms Chancen, zukünftige Investitionen aus dem eigenen Cash Flow zu finanzieren. Parallel dazu würde die Investitionsattraktivität von Gazprom steigen, wodurch sich zusätzliche Möglichkeiten zur Kapitalbeschaffung am Kapitalmarkt erschließen würden.

Die sukzessive Verteuerung von Erdgas auf dem Binnenmarkt würde weitreichende strukturelle Änderungen auf der Nachfrageseite auslösen. Die Substitutionskonkurrenz zwischen Gas, Öl und Kohle würde nicht länger durch künstlich niedrige Gaspreise verzerrt. Somit würden Voraussetzungen für einen fairen Wettbewerb zwischen den Primärenergieträgern geschaffen. Es kann damit gerechnet werden, dass Erdgas insbesondere auf dem Strommarkt Marktanteile zugunsten von Kohle verlieren wird. Dieser Strukturwandel wird durch den hohen Re-Investitionsbedarf und die Liberalisierungs-

prozesse im Umwandlungssektor forciert.

Darüber hinaus würden die Anreize zu einer höheren Energieeffizienz in allen Nachfragesektoren steigen.

- Attraktivität von Investitionen: Durch den hohen Kapitalbedarf in der russischen Gasindustrie steigt die Abhängigkeit von in- und ausländischen Investoren. Gleichzeitig bieten die herrschenden institutionellen Rahmenbedingungen nur geringe Anreize, in die russische Gasindustrie zu investieren. Reformdruck wird daher zukünftig insbesondere vom Kapitalmarkt ausgehen. Die mangelnde Investitionsbereitschaft liegt nicht nur an den geringen ökonomischen Anreizen, sondern auch an den politischen Risiken, die ausländische Investoren in Russland zu tragen haben. Um das Risiko der politisch motivierten staatlichen Lenkung in der russischen Gasindustrie zu minimieren, müssen die politischen und wirtschaftlichen Zielsetzungen der russischen Regierung in Gesetzen klar verankert sein. Gleichzeitig muss Vertrauen geschaffen werden, dass der russische Staat seinen Mehrheitsanteil an Gazprom nicht zur Verfolgung politischer Interessen zu Lasten der übrigen Aktionäre missbraucht.
- Produktive Effizienz: Da die Einführung eines wirksamen Wettbewerbs als First best-Lösung für unternehmerische Effizianreize aus politischen Gründen nicht gewollt ist, müssen alternative Wege gefunden werden, die betriebliche Effizienz in der russischen Gaswirtschaft zu steigern. Durch die von der Regierung geplante Kopplung von inländischen Gaspreisen an die Exportpreise würde Gazprom ähnlichen wettbewerbsbedingten Preisrisiken sowohl auf dem europäischen als auch auf dem Inlandsmarkt ausgesetzt sein. Die Stärke des Kostendrucks würde in einem solchen Preisregime ausschließlich von der Intensität des Margenwettbewerbs auf den Exportmärkten abhängen. Da die Erlöse aus dem Binnenmarkt dadurch jedoch ansteigen werden, ist es fraglich, ob dadurch ein höherer Effizienzdruck als im Status quo aufgebaut werden kann. Für die Durchsetzung effizienter Unternehmensstrukturen und -prozesse wird vielmehr entscheidend sein, inwiefern die russische Regierung als Hauptaktionär Gazprom als Wirtschaftsunternehmen führen wird oder ob politische Interessen weiter dominant bleiben werden.

2 Aufbau der russischen Gaswirtschaft

2.1 Problemstellung

Die russische Gasindustrie ist Nachfolger der ehemaligen sowjetischen Gasindustrie und weist derzeit noch einige Merkmale der sowjetischen Zentralverwaltungswirtschaft auf. Während andere Primärenergiesektoren wie die Erdöl- und Kohleindustrie in Russland weitgehend privatisiert und demonopolisiert sind, wird der Erdgassektor durch die faktische Monopolstellung des staatlichen Konzerns Gazprom entlang der gaswirtschaftlichen Wertschöpfungskette bestimmt.

Der russische Erdgaskonzern Gazprom wurde im Zuge der Privatisierung der russischen Gasindustrie im Jahr 1992 gegründet. Auch nach einer Reihe von Reformen in den 90er Jahren behielt der Staat wesentliche Einflussmöglichkeiten auf Gazprom. Derzeit ist die russische Regierung mit einem Kapitalanteil von 38,37% Hauptaktionär von Gazprom.⁶ Die russische Regierung strebt an, kurzfristig den Kapitalanteil von 16,5%, der sich in der Hand von Tochtergesellschaften von Gazprom befindet, zu übernehmen und damit der Mehrheitsaktionär von Gazprom zu werden.⁷ Aufgrund eines erheblichen Einflusses des Staats auf Gazprom können politisch motivierte Entscheidungen in der Geschäftstätigkeit des Unternehmens nicht ausgeschlossen werden (siehe Abschnitt 3.5).

Das Unternehmen zeichnet sich durch eine komplizierte und intransparente Organisationsstruktur mit einer Vielzahl von diversen Tochtergesellschaften und Beteiligungen (insgesamt 159) aus. Gazprom betreibt verschiedene Non Core-Aktivitäten (z.B. Medien, Bahntransport) sowie Non Profit-Aktivitäten (Wohnungsbau, Schulen, Kindergärten). Das Unternehmen beschäftigt rd. 330 Tsd. Mitarbeiter.⁸ Laut russischem Ministerium für Wirtschaftsentwicklung und Handel (MERT) besteht innerhalb von Gazprom ein beträchtliches Kosteneinsparungspotenzial.⁹ Nach konservativen Schätzungen Gazproms kann allein die Personalzahl bei Unternehmen der Transportsparte von 112 bis auf 80-85 Tsd. Mitarbeiter abgebaut werden.¹⁰

Die gaswirtschaftliche Tätigkeit des Konzerns wird im Wesentlichen durch die staatliche Regulierung beeinflusst. Zwischen dem Erdgasabsatz von Gazprom im Inland, in der GUS und in Europa bestehen deutliche Erlösdifferenzen (siehe Tabelle 2-1).

⁶ Zu weiteren Aktionären von Gazprom zählten im Jahr 2003 Ruhrgas AG (5,43%), Kapitalbeteiligungsgesellschaften Gasprominvestholding OOO, Novye finansovye technologii OOO, Finkom OOO (4,83%), Gazprom Finance BV (Niederlande) (4,58%), Bank of New York (4,42%), Gasfond (3,17%), Gazprombank (3,08%) und andere juristische und natürliche Personen mit einer Beteiligung von weniger als 2%; vgl. Gazprom (2004a), S. 16.

⁷ Vgl. Kommersant (17/06/2004), S. 3.

⁸ Angaben sind der offiziellen Internet-Seite von Gazprom entnommen.

⁹ Vgl. MERT (2003b), Kap. 2.

¹⁰ Vgl. Miller, A. (2003a), Kap.3, S. 4.

Tabelle 2-1: Erdgaserlöse und -mengen von Gazprom nach Absatzmärkten, 2000-2002; Mio. US-\$, Mrd. m³

	2000		2001		2002	
	Menge Mrd. m ³	Erlös Mio. US-\$	Menge Mrd. m ³	Erlös Mio. US-\$	Menge Mrd. m	Erlös Mio. US-\$
Gasabsatz Russland	308,4	2.846,4	282,1	3.760,2	283,5	4.827,4
Gasabsatz GUS und Baltikum	43,4	1.930,5	39,6	1.587,3	42,3	1.859,9
Gasabsatz Europa	129,0	13.146,3	126,9	14.699,2	128,6	13.096,0
Gesamt	480,8	17.923,2	448,6	20.046,7	454,4	19.783,3

Quellen: Gazprom: Geschäftsberichte 2000-2002, Dahevsky, S. (2002), S.5ff, eigene Berechnungen.

Mit gut einem Viertel des von Gazprom vermarkteten Erdgases, das nach Europa exportiert wird (2002: 28%), werden zwei Drittel der Einnahmen aus dem Gasabsatz erzielt (2002: 66%). Gazprom setzt Erdgas zu deutlich unterschiedlichen Preisen im Inland, in der GUS und in Europa ab. Dies liegt daran, dass die Gasabsatzpreise auf dem Binnenmarkt im Wesentlichen staatlich festgelegt werden. Das bestehende System der staatlichen Preisregulierung eröffnet der russischen Regierung einen umfangreichen Spielraum für die Verteilungspolitik. Durch niedrig regulierte Gaspreise auf dem russischen Binnenmarkt werden sämtliche Gasabnehmergruppen auf dem Binnenmarkt (Kraftwerke, Industrie und Haushalte) subventioniert. Außerdem ist die Gasindustrie der wichtigste Steuerzahler in Russland. Im Jahr 2003 leistete Gazprom mit einem Anteil von rd. 25% am russischen Steueraufkommen einen entscheidenden Beitrag für den Staatshaushalt.¹¹ Gleichzeitig erfolgt die Finanzierung der Gasindustrie im Wesentlichen durch die Exporterlöse nach Europa. Für eine Beurteilung der Entwicklung der russischen Gaswirtschaft in der postsowjetischen Zeit und eine Darstellung der Entwicklungstendenzen mit den daraus resultierenden Risiken, werden folgende Bereiche der russischen Gaswirtschaft untersucht:

- Gaspreise auf dem Binnenmarkt,
- Erdgasreserven und Produktion,
- Gasinfrastruktur,
- Importe,
- Exportmärkte und Inlandsgasabsatzbereiche.

¹¹ Vgl. IEA (2004c), S. 309.

2.2 Erdgaspreise auf dem Binnenmarkt

Die Regulierung der Gaspreise in Russland geht auf die Zeiten der sowjetischen Gaswirtschaft zurück. Bis 1995 unterlagen alle Gasabsatzpreise auf dem russischen Markt der staatlichen Preisregulierung.¹²

Derzeit werden die Erdgaspreise für alle privaten Haushalte reguliert sowie alle Preise für Strom- und Fernwärmeerzeuger, Industrie, Gewerbe, die mit dem von Gazprom und vier Förderunternehmen in isolierten Regionen Russlands geförderten Gas versorgt werden. Somit werden derzeit alle privaten Haushalte sowie knapp 90% aller Großverbraucher auf dem russischen Erdgasmarkt mit Gas zu regulierten Preisen versorgt. Etwa 10% der Großverbraucher in Russland haben derzeit die Möglichkeit, das von den unabhängigen Produzenten geförderte Erdgas zu freigegebenen Preisen zu beziehen.

Um die Hintergründe und Bestimmungsfaktoren der staatlichen Preisregulierungspolitik zu erläutern, wird im Weiteren auf die Entwicklung der Gaspreise auf dem russischen Binnenmarkt in den neunziger Jahren eingegangen.

Zu Sowjetzeiten beruhten die staatlich bestimmten Gaspreise auf den so genannten Selbstkosten der Erdgasbereitstellung. Die Selbstkosten wurden im sowjetischen Planungssystem als Summe aus den Faktorkosten der Arbeit, den Materialkosten und den Abschreibungen kalkuliert. Die festgesetzten Gaspreise setzten sich also aus den Selbstkosten zuzüglich einer festgesetzten sektorspezifischen Umsatzrentabilitätsnorm und der staatlichen Umsatzsteuer zusammen.¹³ Nach dem Zusammenbruch der Sowjetunion im Jahr 1991 führten die von der russischen Regierung eingeleiteten Wirtschaftstransformationsprozesse zu einer starken Inflation in Russland und somit zur Inflation der Gaspreise (siehe Tabelle 2-2). Im Zeitraum von 1993 bis 1996 wurden die Preise stark angehoben und gemäß den jeweiligen Inflationsraten angepasst. Trotz der hohen Inflationsraten wurden im Zeitraum 1996 bis 1999 die Preise eingefroren. Beispielsweise betrug die Inflationsrate 84,4% im Jahr 1998. Im Jahr 1999 belief sich die Inflationsrate auf 36,5%. Mit dieser Maßnahme strebte die russische Regierung eine Verringerung von Zahlungsausfällen auf dem Binnenmarkt an, die in den 90er Jahren extrem häufig waren. Die Zahlungsausfälle auf dem Binnenmarkt stellten ein enorm schwieriges Problem für die russische Gasindustrie dar, weil damit keine Möglichkeit für einen gewinnbringenden Erdgasabsatz auf dem Binnenmarkt vorhanden war (siehe Abschnitt 4.4). Durch das Einfrieren der Preise stellte sich jedoch kein positiver Effekt ein. Vielmehr führte dies dazu, dass die Inlandsgaspreise aufgrund der Finanzkrise in Russland im Jahr 1998 umgerechnet auf US-\$ um gut das Dreifache zurückgegangen sind. Deshalb werden seit 1999 die Preise wieder gemäß der jeweiligen Inflationsrate angepasst und schrittweise real erhöht.¹⁴

¹² Vgl. Regierungsverordnung (1995), Art. 1, Pkt. 3.

¹³ Vgl. Krjukov, V. A. (1998), S. 219.

¹⁴ Vgl. MERT (2002), Kap. 2.

Tabelle 2-2: Gaspreise in Russland, 1991-2001; US-\$/Tsd. m³, RUB/ Tsd. m³

	Grenzübergangspreise * nach Deutschland US-\$/ Tsd. m ³	Industrie RUB/ Tsd. m ³	Industrie US-\$/ Tsd. m ³	Haushalte **** US-\$/ Tsd. m ³
1991	91,8	52	10,4	-
1992	89,7	1.100	2,7	-
1993	88,3	21.875	17,6	-
1994	83,0	73.773	21,6	-
1995	95,0	257.151	55,7	-
1996	93,5	289.176	52,2	-
1997	99,5	327.000	54,9	-
1998**	82,2	338	16,4	-
1999	62,1	371	13,7	-
2000	116	390	13,7	8,13
2001	136	460	14,5***	10,08
2002	140	506	17,86	11,59

Anmerkungen:

* Die gewichteten Grenzübergangspreise nach Deutschland 1991-2001 stammen vom Goskomstat in IEA (2002), Tab. 5.7., S. 127. Die Angabe 2002 ist der durchschnittliche Grenzübergangspreis für Erdgas nach Deutschland und stammt vom VIK (2004), Tab. 3.09, S.55; umgerechnet von Euro-Cent/KWh in US-\$/ Tsd. m³; 1m³=8,816 kWh, 1US-\$= 1,04 Euro am 31.12.2002,

**Am 01.01.1998 wurde vom Staat die Denominierung von RUB (1000 zu 1) durchgeführt,

*** IEA – Schätzungen,

**** Bis 2000 wurden die Preise für Haushalte als Pauschalbetrag abgerechnet.

Quelle: Goskomstat in IEA (2002), Tab. 5.7., S. 127, Dahevsky, S. (2002), S. 5ff., eigene Berechnungen.

Daher bleibt festzuhalten, dass die regulierten Gasabsatzpreise auf dem russischen Erdgasinnenmarkt derzeit keinen Bezug zu den Kosten der gaswirtschaftlichen Wertschöpfungskette haben und vor allem durch politische Zielsetzungen bestimmt sind.

Die staatliche Preisregulierung ist ein Mechanismus zur Subventionierung der Gasverbraucher. Der Staat begründet diese Subventionierung mit der Unterstützung von minderbemittelten Bürgern und der Aufrechterhaltung der sozialen Sicherheit. In einzelnen Ausnahmefällen erfolgen teilweise und vollständige Rückerstattungen an minderbemittelte Bevölkerungsschichten (Artikel 6 des Gasversorgungsgesetzes).¹⁵ Wie in der Tabelle 2-2 ersichtlich, werden private Endverbraucher mit geringeren Gaspreisen belastet als industrielle Endverbraucher, obwohl die Kosten der Belieferung von privaten Haushalten wegen der zusätzlichen Verteilungskosten höher als die der Industrieverbraucher sind. Vor der Einführung der differenzierten Einzelhandelspreise nach Art der Haushaltsverwendung im Jahr 1999 wurde der Gasverbrauch der privaten Haushalte pro Monat pauschal und nicht pro Mengeneinheit abgerechnet. Seit 1999 werden die Gaspreise für private Endverbraucher langsam an die Industriepreise angeglichen. Die Angleichung der Preise ist vor allem das Ergebnis des Präsidialerlasses Nr. 426 von 28.04.1997 „Über die Hauptbestimmungen der strukturellen Reform der natürlichen Monopole“, mit dem auch eine Differenzierung der Großhandelspreise nach Regionen eingeführt wurde, um die Quersubventionierung der Erdgasverbraucher einzuschränken.

¹⁵ Vgl. Art. 6 des föderalen Gesetzes über die Gasversorgung (GVG). Zu weiteren Inhalten von GVG siehe Kapitel 2.

Da der Anteil der Haushalte am gesamten Gasverbrauch in Russland jedoch nur rd. 13%¹⁶ ausmacht, liegen die Ursachen der staatlichen Preisregulierung vor allem in strukturpolitischen Zielsetzungen der russischen Regierung.

Unterschiedliche politische und wissenschaftliche Institutionen setzen sich seit Anfang des Wirtschaftstransformationsprozesses in Russland mit der Frage auseinander, inwiefern die Regulierung der Preise für Erdgas und für Strom einen Einfluss auf die Verbraucherpreise und damit auf die Inflationsrate in Russland nimmt. Mit der Regulierung der Strom- und Gaspreise strebt die Regierung an, der Inflation in der russischen Volkswirtschaft entgegenzuwirken. Die Regierung begründet die oben genannte sektorspezifische Antiinflationpolitik damit, dass ein sprunghafter Anstieg der Gaspreise unmittelbar zu negativen Auswirkungen auf die Volkswirtschaft (Inflation, Rückgang der industriellen Produktion) führen kann.¹⁷ Außerdem führen die geringen Gaspreise im Binnenmarkt zu niedrigen Kosten der Stromerzeugung im Umwandlungssektor, in dem Erdgas die dominierende Rolle spielt. Dadurch ergibt sich für die russische Regierung ebenso die Möglichkeit, über niedrige Stromtarife auf die Inflationsrate Einfluss zu nehmen (siehe Abschnitt 2.5.1.1).

Die ökonomische Zweckmäßigkeit dieser Politik wird von unterschiedlichen Institutionen, u.a. vom Ministerium für Wirtschaftsentwicklung, kritisch bewertet, da Veränderungen des Gaspreises nur geringe Auswirkungen auf die Inflationsrate haben. Beispielsweise zeigen die Ergebnisse der Studie von Boston Consulting Group, dass die Steigerung der Gaspreise von 21 US-\$/ Tsd. m³ im Jahr 2003 auf 50 US-\$/ Tsd. m³ zu einem Anstieg des Verbraucherpreisindex nur um 2,35% führen könnte.¹⁸ Gleichwohl strebt die Regierung weiterhin an, die Volkswirtschaft vor möglichen Inflations- und Wirtschaftsstagnationsrisiken zu schützen und führt aus diesem Grund eine Politik der allmählichen Steigerungen der Gaspreise anstelle einer Preisfreigabe durch.

Auswirkungen der Preisentwicklung auf die Entwicklung der Gasindustrie

Durch die subventionierten Preise für inländische Gasverbraucher wird die Gasindustrie belastet. Den Großteil der Subventionierung übernimmt der Konzern Gazprom, der mit knapp 90% an der gesamtrussischen Gasförderung beteiligt ist und knapp 60% seines Erdgases auf dem Binnenmarkt absetzt. Dies beschränkt im Wesentlichen die Investitionsmöglichkeiten von Gazprom, der als Eigentümer des gesamtrussischen Ferngasnetzes, Speichieranlagen sowie der überwiegenden Anteile der Produktionskapazitäten und Verteilungsnetze einen hohen Investitionsbedarf hat. Mit einer Gegenüberstellung der Durchschnittskosten und der durchschnittlichen Gasabsatzpreise (1998 – 2002) zeigt Gazprom, dass die Selbstkosten für die Absicherung der Gaslieferungen im Inland durch das bestehende Preissystem nicht gedeckt wer-

¹⁶ Siehe Abschnitt 2.5.1.2.

¹⁷ Vgl. MERT (2003a), Kap.5; vgl. Reznik (2004).

¹⁸ Vgl. Finmarket (17/04/2003).

den können. Die hierdurch entstehende Unterdeckung kann von Gazprom nur durch Gewinne auf dem Exportmarkt ausgeglichen werden.

Tabelle 2-3: Kosten und Preise von Gazprom auf dem Binnenmarkt, 1998-2002; US-\$/Tsd. m³

Jahre	1998	1999	2000	2001	2002
Durchschnittsabsatzpreis in Russland (ohne Akzise)	7,69	8,05	9,95	11,95	14,48
Durchschnittskosten von Gazprom (Förderung, Transport, Speicherung, Vermarktung)	6,68	7,61	10,28	15,70	16,35

Anmerkungen: Die US-\$-Werte von Kosten und Preisen wurden auf der Basis des offiziellen Währungskurses (RUB zu US-\$) vom 31.12. des jeweiligen Jahres umgerechnet.

Quelle: Eigene Berechnung auf der Basis von Gazprom (2003g).

Trotz der sehr niedrigen Gasbereitstellungskosten von Gazprom, die in etwa mit den von der IEA geschätzten Vollkosten der Erdgasproduktion in Westsibirien (rd. 14 US-\$/ Tsd. m³) übereinstimmen, besteht eine Kostenunterdeckung.

Wettbewerb auf dem russischen Erdgasmarkt kann sich bei diesen niedrigen regulierten Erdgaspreisen nicht entwickeln. Das Problem wird dadurch verschärft, dass die Kosten der Erdgasgewinnung, wie in den folgenden Abschnitten gezeigt wird, in Zukunft stark ansteigen werden. Die aus der Tabelle 2-3 ersichtlichen sich anbahnenden Kostensteigerungen von Gazprom unterstreichen diese Entwicklung.

2.3 Erdgasressourcen, -reserven und -förderung in Russland

Im Folgenden werden das Erdgasförderpotenzial und die Entwicklungstendenzen in der Erdgasproduktion in Russland dargestellt. Zunächst wird auf die Klassifikation der Erdgasreserven und -ressourcen, die Typen von Erdgaslagerstätten und ihre regionale Verteilung eingegangen.

2.3.1 Klassifikation und systematische Abgrenzung

Die in Russland verwendeten Abgrenzungen von Reserven und Ressourcen weichen von den internationalen Klassifikationen ab. Aus diesem Grund wird in diesem Kapitel zunächst ein Überblick über die wesentlichen Unterschiede gegeben. Im Anschluss daran erfolgt eine Abgrenzung zwischen Erdgas und Erdölgas. Letzteres wird zwar in den entsprechenden nationalen und internationalen Statistiken für die Gasfördermengen aufgeführt, wird jedoch in dieser Arbeit nicht weiter behandelt. Um die langfristigen Tendenzen über die Höhe der Erdgasproduktionskosten aufzuzeigen, wird am Ende dieses Abschnitts Erdgas nach Herkunftsort/ Vorkommen klassifiziert.

- Klassifikation von Ressourcen und Reserven

Reserven und Ressourcen werden in russischen und internationalen Literaturquellen unterschiedlich klassifiziert. Die in den Statistiken der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) dargestellten Definitionen für die Klassifikation von Kohlenwasserstoffen

des Welterdölkongresses (WPC) und der Society of Petroleum Engineers (SPE) werden weltweit angewendet. Die Definitionen zu Reserven und Ressourcen sind in der Tabelle 2-4 gegeben.

Tabelle 2-4: Abgrenzung der Begriffe Reserven und Ressourcen

	Russische Terminologie	Nachweis	Internationale Terminologie (WPC und SPE)
Reserven	A+B+C1	Bohrungen	Technisch und wirtschaftlich gewinnbar
Ressourcen	C2	Studien, Analogien	Nachgewiesen, derzeit technisch bzw. wirtschaftlich nicht gewinnbar
	C3	Erwartet	Nicht nachgewiesen, geologisch möglich
	D1+D2	Vermutet	

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BGR (2003), S. 43, Preuß Neudorf (1996), S. 32.

Die in der russischen Terminologie verwendeten Kategorien der so genannten *erkundeten Reserven* A+B+C1 entsprechen den sicheren technisch und wirtschaftlich gewinnbaren Reserven, die durch Bohrungen nachgewiesen werden. Die Reserven beziehen sich in der russischen Klassifikation auf Felder, die in Förderung sind (A), die in einem Entwicklungsplan vorgesehen sind (B) und solche, die gewinnbar sind, für die aber noch keine Produktionsinfrastruktur zur Verfügung steht (C1).

Als C2 werden Ressourcen bezeichnet, die nicht durch Bohrungen nachgewiesen sind, aber als sichere Vorkommen behandelt werden, die in der Zukunft bei der langfristigen Planung technisch und wirtschaftlich gewinnbar sein können. Deswegen können C2-Vorkommen mit nachgewiesenen, aber derzeit technisch bzw. wirtschaftlich nicht gewinnbaren Ressourcen entsprechend der internationalen Klassifikation gleichgestellt werden. Die unentdeckten Vorkommen werden unterteilt in erwartete (C3) und vermutete (D1+D2) Ressourcen. Die C3-Ressourcen beziehen sich im Allgemeinen auf bestimmte Felder, während D1+D2-Ressourcen sich auf Förderregionen beziehen.

Im Weiteren werden die Erdgasreserven aufgrund der in der Arbeit verwendeten umfangreichen russischen Informationsquellen nach der russischen Klassifikation dargestellt. Das Schwergewicht wird dabei auf die Reserven gelegt. Dies ist gerechtfertigt, weil die Reichweite der Erdgasreserven¹⁹ in Russland mehrere Jahrzehnte beträgt, was dem in der Arbeit analysierten Zeitraum entspricht.

Unterscheidung zwischen Erdgas und Erdölgas

Erdgas und Erdölgas zählen zur gesamt-russischen Gasproduktion. In russischen als auch in internationalen Statistiken wird das Erdölgas in die russische Gesamtproduktionsmenge einbezogen. Erdgas und Erdölgas (Begleitgas) sind unterschiedliche Gasformen von unterschiedli-

¹⁹ Die (statische) Reichweite der Erdgasreserven bezeichnet das Verhältnis von Erdgasreserven (Mrd. m³) zur heutigen Jahresförderung an Erdgas (Mrd. m³ / a) und wird in Jahren gemessen. Im Jahr 2002 betragen die Erdgasreserven 47.300 Mrd. m³ (Tabelle 2-6), die Erdgasförderung belief sich auf 598 Mrd. m³ (Tabelle 2-5), die statische Reichweite der Erdgasreserven betrug 79 Jahre.

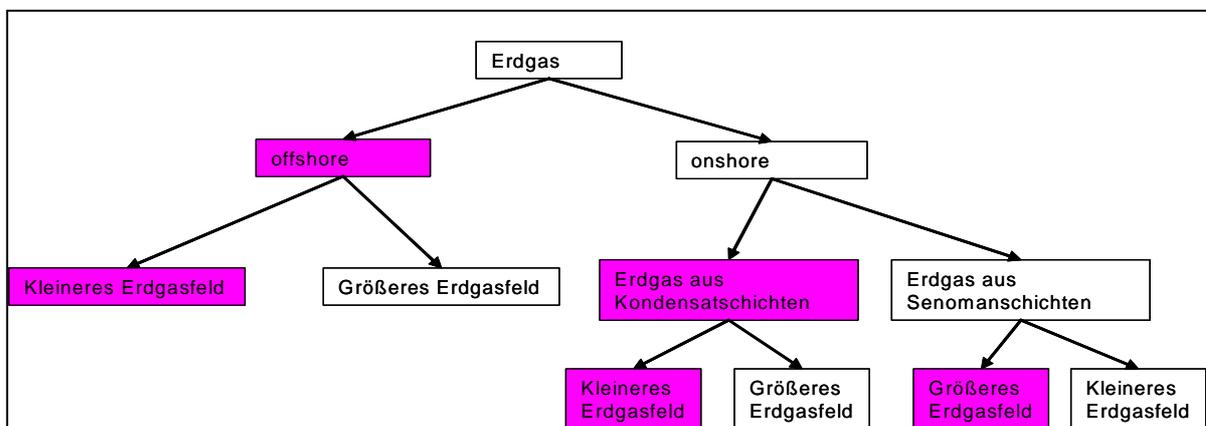
cher chemischer Zusammensetzung. Erdgas besteht überwiegend aus Methan, während es sich bei Erdölgas um ein Propan-Butan-Gemisch handelt, das bei der Erdölförderung als Nebenprodukt anfällt. Aufgrund der unterschiedlichen chemischen Konsistenz wird Erdölgas nicht durch die Transportpipelines für Erdgas transportiert und steht somit auch dem Erdgasmarkt nicht als Absatzprodukt zur Verfügung.

Erdgas kann direkt ohne Umwandlungsprozess vom Endverbraucher verwendet werden, während schwankende Brennwerte des Propan-Butan-Gemisches Anpassungen erforderlich machen. Die Propan-Butan-Gemische werden in Kraft- und Chemiewerken nahe den Förderstätten eingesetzt. Da in dieser Arbeit ausschließlich der Erdgasmarkt analysiert wird, wird Erdölgas nicht weiter betrachtet.

Unterscheidung von Erdgas nach Lagerstättentyp

Die Investitionskosten zur Erschließung von neuen Erdgasreserven in Russland sind je nach Lagerstättentyp sehr unterschiedlich. Zunächst ist zwischen Onshore- und Offshore-Gasfeldern zu unterscheiden. Die Investitionskosten der Erschließung und Förderung von Offshore-Gasfeldern sind unter sonst gleichen Bedingungen (z. B. Größe der Felder) deutlich höher als die von Onshore-Gasfeldern. Weiter ist bei Offshore- und Onshore-Gasfeldern nach der Größe der Gasfelder zu unterscheiden. Mit steigender durchschnittlicher Größe der Lagerstätte sinken die Investitionskosten.

Abbildung 2-1: Typen von Erdgaslagerstätten



Quelle: Eigene Darstellung.

Der überwiegende Anteil der Erdgasreserven und Erdgasförderung in Russland entfällt auf Onshore-Erdgasfelder. Aus diesem Grund wird die Unterscheidung der Onshore-Erdgasreserven detaillierter dargestellt. Es wird zwischen Erdgas *Senoman* und *Separationsgas* aus Gaskondensatschichten unterschieden.

Bei „*Trockenem Erdgas*“ („*Senoman*“) handelt es sich um Erdgas, das aus Erdgas-, Gaskondensatlagerstätten, Erdölgaskondensat- bzw. Erdgasöllagerstätten aus den oberen Gesteinsformationen bei einer Tiefe bis zu 1500 m gefördert wird. Das Erdgas aus Senoman-Schichten ist in der Regel reines Erdgas mit einem hohen Methananteil und kann ohne zusätzliche Auf-

bereitung vermarktet werden. Das Erdgas *Senoman* ist in Russland überwiegend in westsibirischen Lagerstätten gelagert.

Bei „*Separationsgas*“ („*Entöltes Trockengas*“ bzw. „*Fettes Gas*“) handelt es sich um Erdgas, das aus den Gaskondensatlagerstätten bzw. Erdölgaskondensatlagerstätten in einer Tiefe von 3000 bis 4500 m gefördert wird und in der Regel in Verbindung mit Gaskondensat (flüssigen Kohlenwasserstoffen) in der Natur existiert.²⁰ *Separationsgas* muss durch die Entfernung des Gaskondensats sowie anderer Schwefelwasserstoffe an die Qualität des Senoman- Erdgases angepasst werden. Dieser Separierungsprozess macht den technologischen Produktionsprozess aufwändiger und damit kostenintensiver als die Erdgasförderung aus Senomansichten.

2.3.2 Erdgasreserven und -förderung nach Regionen

Russland verfügt über die größten Erdgasreserven und –ressourcen weltweit. Im Jahr 2002 betragen die Erdgasreserven in Russland 47,3 Bill. m³ (siehe Tabelle 2-6). Die russischen Erdgasressourcen beliefen sich im Jahr 2001 nach Angaben der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) mit 83 Bill. m³ auf fast das Doppelte. Russland verfügt demnach über 30% der Weltgasreserven (160,7 Bill. m³) und knapp 40% der Weltgasressourcen (216,7 Bill. m³).²¹

Das Potenzial an Erdgasreserven in Russland ist überwiegend in Riesenlagerstätten konzentriert. In 21 der knapp 800 bereits entdeckten Erdgasfeldern lagern rd. $\frac{3}{4}$ der gesamten Erdgasreserven (35,2 Bill. m³ Erdgas). Diese Riesengasfelder haben ein Volumen von jeweils über 500 Mrd. m³ Erdgas. Allein diese Erdgasreserven ermöglichen einen umfangreichen Produktionsoutput für einen langfristigen Zeitraum von einigen Jahrzehnten und bilden die Basis für die Inlandsversorgung und Exporte. Knapp ein Viertel der Erdgasreserven (11 Bill. m³) befindet sich in 118 Lagerstätten mit Volumina von 30 bis 500 Mrd. m³ Erdgas. Der verbleibende Rest der Gesamtreserven, die von regionaler bzw. lokaler Bedeutung sind, lagert mit Volumina bis 30 Mrd. m³ in einer Vielzahl von kleineren Erdgasfeldern.²²

Trotz des enormen Reservenpotenzials zeigte die russische Erdgasproduktion in den neunziger Jahren eine rückläufige Tendenz. Im Zeitraum 1990 bis 2002 ist die Gasförderung um 7 % auf 581,2 Mrd. m³ zurückgegangen. Während die Gasförderung in den europäischen Teilen Russlands sowie in Ostsibirien und im Fernen Osten im selben Zeitraum relativ stabil blieb, war der Rückgang der Gesamtförderung überwiegend auf eine sinkende Gasproduktion in der Region Nadym-Pur-Taz (West-sibirien) um 8,5% zurückzuführen (Tabelle 2-5). Dabei ist auch

²⁰ Gaskondensat – flüssige Kohlenwasserstoffe der Gaskondensat- bzw. Erdölgaskondensatfelder, die meist in Verbindung mit dem gasförmigen Erdgas (Methan) in der Natur existieren. Kondensat wird durch spezielle Gaskondensatpipelines transportiert. Das Kondensat wird überwiegend in der petrochemischen Industrie eingesetzt.

²¹ Vgl. BGR (2003a), Tab. 3.6, 3.7, 3.10, 3.11.

²² Vgl. MERT (2003a), Kap. 2.

zu berücksichtigen, dass im Jahr 2002 rd. 80% der gesamtrossischen Erdgasförderung aus Gasfeldern mit sinkendem Produktionsoutput gedeckt wurde.²³

Tabelle 2-5: Gasförderung und Gasaufkommen Russland, 1990-2002; Mrd. m³

	1990	1995	1998	2000	2001	2002
Gasförderung Gazprom	k.A.	559,5	553,7	523,2	512	521,9
Gasförderung Russland, davon	640,3	595,5	591,3	584,0	581,2	595,3
Westsibirien, davon	572	543	540	529	527	542,2
- Nadym-Pur-Taz	572	543	539	526	523	535
- Süden Westsibiriens	0	0,1	0,2	3,28	3,9	7,2
Europäische Regionen	59,3	44,6	43,5	47,1	46,8	45
Ostsibirien	5,2	4,5	4	4	3,7	4
Ferner Osten, davon Insel Sachalin	3,8 2	3,3 1,6	3,4 1,6	3,4 1,8	3,7 2,1	4,1 2,5
Gasaufkommen	676,3	599,2	596,3	598,4	586	598

Quelle: Goskomstat (2002), IEA (2003), MinEnergo (2003), Interfax Petroleum Report (1997-2003), eigene Berechnungen.

Um die Gründe der instabilen Entwicklung der Erdgasproduktion und wesentliche Einflussfaktoren auf deren Weiterentwicklung systematisch aufzeigen zu können, wird zunächst ein Überblick über die Erdgasreserven in Russland aufgeteilt nach Landesregionen gegeben. Des Weiteren folgt die Darstellung der Entwicklungstendenzen in der Erdgasproduktion.

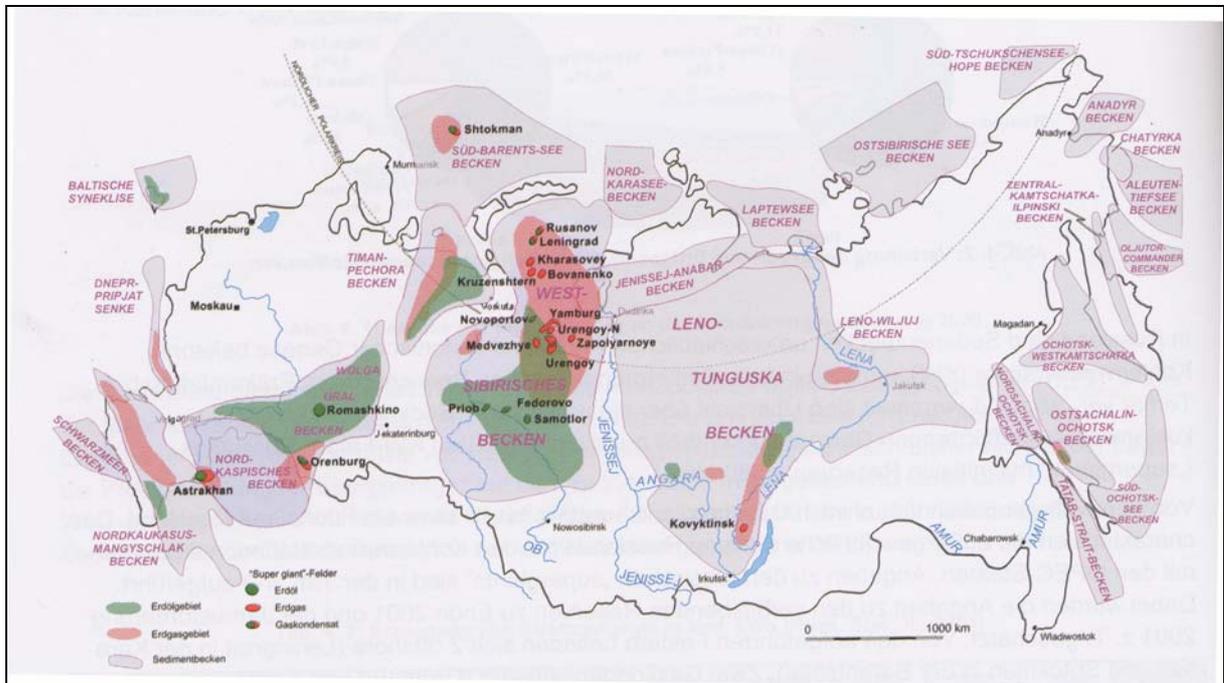
Reserven in Westsibirien

Das Erdgasförderpotenzial in Russland zeichnet sich überwiegend durch die Erdgasreserven in Westsibirien aus. Im Westsibirischen Becken, das sich entlang des Flusses Ob und der Bucht Obskaja auf rd. 2500 km vom Süden nach Norden ausdehnt, sind über 3/4 der russischen Erdgasreserven (35,6 Bill. m³) in einer Vielzahl von Lagerstätten verschiedener Größe konzentriert. Westsibirien spielt aufgrund des dort vorhandenen Reservenreichtums zurzeit die dominierende Rolle in der russischen Erdgasförderung. Rd. 90% der russischen Erdgasförderung wird derzeit durch westsibirische Erdgaslagerstätten gedeckt (Tabelle 2-5). Die westsibirischen Gasfelder bilden damit die Basis der russischen Erdgasproduktion und ermöglichen aufgrund ihrer langen Reichweite eine langfristige Versorgung des überwiegenden Teils der russischen Regionen und der europäischen Gasmärkte. Westsibirisches Erdgas ist hauptsächlich in Onshore- Riesenlagerstätten mit über 500 Mrd. m³ Erdgas konzentriert. Seit Beginn der russischen Erdgasexporte nach Europa hat sich westsibirisches Erdgas trotz einer deutlich weiteren Entfernung im Vergleich zu Erdgas aus näher an europäischen Verbrauchermärkten liegenden Ländern wie Norwegen und Algerien aufgrund der geringeren Produktionskosten durchgesetzt. Aufgrund des vorhanden Reservenpotenzials, der bereits stark entwickelten Transportinfrastruktur und den relativ günstigen Produktionsbedingungen, ist davon

²³ MinEnergo (2003), S. 65.

auszugehen, dass westsibirisches Erdgas auch zukünftig die entscheidende Rolle für die Entwicklung der russischen Gasindustrie und für den europäischen Erdgasmarkt spielen wird.

Abbildung 2-2: Erdöl- und Erdgasförderprovinzen in Russland



Quelle: BGR (2003a), S. 30.

Die Erdgasreserven des Westsibirischen Beckens sind in folgenden Förderprovinzen konzentriert:

- Nadym-Pur-Taz-Region,
- Süden des Westsibirischen Beckens,
- Gydan-Region,
- Halbinsel Jamal.

Der überwiegende Anteil der westsibirischen Reserven entfällt auf die Erdgasfelder in der Nadym-Pur-Taz-Region, die in räumlicher Nähe der drei Flüsse Nadym, Pur und Taz liegen. Die Gesamtreserven der Region betragen im Jahr 2002 22,8 Mrd. m³ Erdgas. Dies macht rd. 2/3 der Gasreserven in Westsibirien und knapp die Hälfte der gesamten russischen Erdgasreserven aus. Die Nadym-Pur-Taz-Region gilt, historisch gesehen, als die Haupterdgasförderregion in Russland. Im Jahr 2002 entfielen knapp 90% der russischen Erdgasförderung auf diese Region. Das Erdgas in der Nadym-Pur-Taz-Region zeichnet sich durch günstigste Produktionsbedingungen in Russland aus. Von 22,8 Bill. m³ Erdgasreserven entfielen 69% (15,7 Bill. m³) auf Senoman-Schichten mit trockenem Erdgas im Jahr 2002, die übrigen Anteile entfielen auf Gaskondensatschichten (siehe Tabelle 2-6). Nach Angaben der IEA (1995) werden die

Vollkosten der Erdgasproduktion in der Nadym-Pur-Taz auf 13,8 US-\$/ Tsd. m³ geschätzt.²⁴ Nach OME (2001) belaufen sich die Vollkosten der Förderung in dieser Region auf 11,04 US-\$/ Tsd. m³.²⁵

Im Süden des Westsibirischen Beckens sind Erdgasreserven von rd. 300 Mrd. m³ konzentriert, was knapp 1% der westsibirischen Erdgasfelder ausmacht. Hierbei handelt sich überwiegend um Erdölfelder mit Erdgasreserven aus Gaskondensat-Schichten in der Region Tomsk. Die Erdgasfelder dieser Region werden bereits erschlossen und sind von lokaler Bedeutung.

²⁴ IEA (1995), Tab. 3.10, S. 57; umgerechnet von US-\$/ MMBtu in US-\$/ Tsd. m³ mit dem Faktor 1m³=0,0362 MMBtu.

²⁵ OME (2001), Abb. 3, S. 10, Abb. 4, S. 11; umgerechnet von US-\$/ MMBtu in US-\$/ Tsd. m³ mit dem Faktor 1m³=0,0362 MMBtu.

Tabelle 2-6: Erdgasreserven in Russland nach Regionen und Feldern, 2002; Bill. m³

Regionen und Felder	(geplanter) Produktionsbeginn	Reserven (A+B+C1), Bill. m ³		Typ des Erdgasfeldes	
I. Westsibirien, davon		35,6		Erdgas (Senoman)	Erdgas (Gaskondensat)
I.1. Region Nadym-Pur-Taz		22,8		15,7	7,1
Jamburg	1986		4,2	3,17	1,03
Urengoj	1978		5,9	3,3	2,6
Nord Urengoj			0,82	0,82	-
Zapoljarnoe	2001		3,3	2,6	0,7
Medvezhje	1972		0,6	0,6	-
Komsomol	k.A.		0,5	0,5	-
Übrige Gasfelder			7,5	4,7	2,8
I.2 Halbinsel Jamal		10,4		2,9	7,5
Bovanenko	ab 2007		4,4		
Kharasavey	ab 2012		1,3	k.A.	k.A.
Krusenstern	ab 2010		1,68	0,96	0,72
Rusanov	k.A.		0,78	k.A.	k.A.
Leningrad	k.A.		1,2	k.A.	k.A.
Übrige Gasfelder			0,7		
I.3 Region Gydan	Ab 2010	1,1		0,4	0,7
I.4 Region Westsibirien Süd	1999	0,3		-	0,3
II Nord-West,		3,4			
Davon Schtokmanov	ab 2015		3,2	2,15	1,05
III Süd Region,		3,0			
Davon Astrakhan	1986		2,6	-	2,6
IV Wolga Region, davon		1,2			
Orenburg	1971		0,8	-	0,8
V Ostsibirien,		2,1			
Davon Kovykta	2001		1,4	-	1,4
VI Ferner Osten		2,0		-	1,29
Davon Tschajandinskoe	k.A.	1,24		-	1,24
Davon Schelf von Sachalin	k.A.	0,74		-	0,74
Reserven Gesamt		47,3			

Quelle: BGR (2003b), Götz (2002), MERT (2003a), Gazprom (2003b), Rezunenko (2001), Grizenko (2001), Mazalov (2002), eigene Berechnungen.

Neben der bereits stark entwickelten Nadym-Pur-Taz-Region sowie den südlich gelegenen Gasfeldern in Westsibirien enthält das Westsibirische Becken die Erdgasprovinzen Gydan und Jamal. Diese Regionen werden noch nicht ausgebeutet.

Die Region Gydan befindet sich im Norden der Nadym-Pur-Taz-Region und umfasst das Riesenerdgasfeld Gydan und die kleineren Gasfelder Utrenneje, Geofizicheskoe, Uschakov, Derjabin und andere. Die gesamten Reserven der Provinz Gydan werden auf 1,1 Bill. m³ Erdgas geschätzt.²⁶ Dieses Erdgas besitzt eine deutlich geringere Qualität als das Erdgas in der

²⁶ Vgl. Grizenko, A.I. et al. (2001), S. 14; vgl. Rezunenko, V. I. et al. (2001), S. 12.

Nadym-Pur-Taz-Region. Nur 36% der Erdgasreserven liegt in den hochwertigen Senoman-Schichten.²⁷

Die Halbinsel Jamal wurde bereits in den siebziger Jahren als Erdgasprovinz entdeckt. Das Reservenpotenzial ist hoch und wird auf 10,4 Bill. m³ geschätzt.²⁸ Zu den größten Gasfeldern gehören Bovanenko, das rd. 45% der Reserven von Jamal beherbergt, gefolgt von kleineren Onshore - Lagerstätten Kharasavey, Krusenstern, Yuzhno-Tambei und Severo-Tambei und Offshore – Gasfeldern Rusanov und Leningrad. Erschlossen werden derzeit nur die Gasfelder Bovanenko und Kharasavey im Westen und Yuzhno-Tambei im Osten der Halbinsel. Das Erdgas von Jamal zeichnet sich auch im Vergleich zu Erdgas in der Nadym-Pur-Taz-Region durch einen hohen Anteil von Gaskondensatschichten an den Gesamtreserven aus. Nur 2,9 Bill. m³ Erdgas auf Jamal liegen in Senoman - Schichten, was 28% der gesamten erkundeten Erdgasreserven auf Jamal ausmacht. Im Vergleich mit den Erdgasreserven in der Nadym-Pur-Taz-Region verteuert sich die Erschließung dieser Erdgasreserven wesentlich. Nach Angaben von IEA (1995) werden die Produktionsvollkosten auf Jamal auf 20,7 US-\$/ Tsd. m³ geschätzt.²⁹ Die Schätzung von VNIIGaz liegt bei 20 US-\$/ Tsd. m³. Für die Erschließung der gesamten Region Jamal werden Investitionskosten von 70 Mrd. US-\$ angesetzt. Allein für die geplante Inbetriebnahme von Bovanenko und die Erschließung von Kharasavey sind Investitionen in Höhe von 23 Mrd. US-\$ in der Zeit von 2006-2011 zu tätigen.³⁰

Reserven in anderen Regionen

Weitere Erdgasreserven befinden sich in den russischen Regionen Süd und Wolga und in den Regionen Nord-West, Ostsibirien und Fernost. Der Süden Russlands und die Wolgaregion sind bereits erschlossene Erdgasgebiete, während die übrigen o.g. Regionen im Wesentlichen noch unerschlossen sind.³¹ Diese Regionen sind geprägt durch jeweils ein Riesengasfeld, an das weitere kleinere Gasfelder angrenzen (siehe Tabelle 2-6).

Die Gesamtreserven der Region Süd betragen 3 Bill. m³, wovon allein 2,6 Bill. m³ auf das Riesengasfeld Astrakhan entfallen. Ähnlich sieht es in der Wolga-Region aus, wo 0,9 Bill. m³ Gasreserven im Erdgaskondensatfeld Orenburg lagern, während auf die Gesamtregion 1,13 Bill. m³ Erdgasreserven entfallen. Die Erdgasreserven von Astrakhan und Orenburg sind Gaskondensatmischungen und Sauergas, die jeweils erst nach einem speziellen Aufbereitungsprozess vermarktet werden können. Während im Gasfeld Astrakhan erst im Jahr 2001 das Plateauproduktionslevel von 10,5 Mrd. m³ pro Jahr erreicht wurde, befindet sich das Gas-

²⁷ Die Angabe basiert auf eigenen Berechnungen auf der Basis von Grizenko, A.I., et al. (2001). S. 14.

²⁸ Vgl. Rezunenko, et al. (2001), S. 11.

²⁹ IEA (1995), Tab. 3.10, S. 57.; umgerechnet von US-\$/ MMBtu in US-\$/ Tsd. m³ mit dem Faktor 1m³=0,0362 MMBtu.

³⁰ Vgl. Ter-Sarkisov, R. M. (2003a), S. 2.

feld Orenburg bereits seit 1985 in der rückläufigen Produktionsphase und leistet derzeit nur rd. die Hälfte (25 Mrd. m³) des im Jahr 1979 erreichten Plateaulevels in Höhe von 48,7 Mrd. m³. Aus diesem Grund kann nicht mit einer langfristigen Steigerung der Förderung aus diesen Regionen gerechnet werden.

Die Gasreserven der Region Nord-West betragen im Jahr 2002 3,4 Bill. m³. Zu den Onshore-Gasfeldern der Nord-West-Region zählen kleinere lokale Lagerstätten in der Komi-Republik und im Autonomiebezirk Dolgano-Nenetz, deren Erdgasreserven sich auf 0,7 Bill. m³ belaufen. Der überwiegende Anteil der Reserven in dieser Region befindet sich jedoch in Offshore-Erdgasfeldern. Die gesamten Offshore-Gasreserven belaufen sich auf 2,78 Bill. m³ Erdgas, davon befinden sich 2,54 Bill. m³ Erdgas im Riesengaskondensatfeld Shtokmanov. Shtokmanov ist bereits fast erschlossen, wird jedoch noch nicht ausgebeutet. Aufgrund der Offshore-Lage von Shtokmanov in der Barentssee sind die Produktionskosten hoch. Nach Angaben der IEA (1995) sind sie mit 41,4 US-\$/ Tsd. m³ rund dreimal so hoch wie in den westsibirischen Onshore-Riesengasfeldern.³² Das Plateauproduktionslevel von Shtokmanov, das 12 Jahre nach der Inbetriebnahme erreicht werden soll, beträgt 69 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr.³³ Allerdings sind für den Aufbau der Produktions- und Transportinfrastruktur von Shtokmanov bis zur nächstgelegenen russischen Halbinsel Kolskij Investitionen in Höhe von 25 Mrd. US-\$ zu tätigen.³⁴ Es ist geplant, dieses Gasfeld auf der Basis eines Production Sharing Agreement (PSA) zu erschließen (siehe Abschnitt 3.1.1).

Die Regionen Ostsibirien und der Ferne Osten Russlands sind bislang kaum erschlossen. In Ostsibirien sind Gesamtreserven von 2,1 Bill. m³ Erdgas im Lena-Tunguska-Becken gelagert. Der überwiegende Anteil (1,4 Bill. m³) dieser Erdgasreserven liegt im Gaskondensatfeld Kovykta im Gebiet Irkutsk. Die übrigen Gasreserven sind in den Autonomiebezirken Evenkija (Erdölgaskondensatfeld Jurubtschenko-Tokhomovskoe), Taimyr (Nahe der Stadt Norilsk) und in der Region Krasnojarsk konzentriert. Die Gesamtreserven des Fernen Ostens betragen im Jahr 2002 1,9 Bill. m³ Erdgas, wovon 1,3 Bill. m³ auf Onshore- und 0,6 Bill. m³ auf Offshore-Gasreserven entfiel. Der überwiegende Anteil der Onshore-Gasreserven ist im Erdölgaskondensatfeld Tschajandinskoe (1,24 Bill. m³) in der Republik Jakutien im Lena-Viljuj-Becken konzentriert. Das ostsibirische und fernöstliche Onshore-Erdgas ist überwiegend in den tiefen Gaskondensatschichten gelagert und weist hohe Produktionskosten in Höhe von mindestens 22 US-\$/ Tsd. m³ auf. Hinzu kommen die hohen Transportkosten aufgrund der weit entfernten Verbraucherzentren in Ost- und Zentralsibirien. Nach Angaben von Gazprom belaufen sich die Kosten der Gasversorgung der zentralsibirischen Region Krasnojarsk aus dem Gasfeld

³¹ Die Zentrale Region Russlands (Moskau und 16 nahe liegende Gebiete) enthält keine Ergasressourcen und Erdgasreserven. Vgl. Rezunenko, V. I. et al. (2001), S. 14.

³² IEA (1995), Tab. 3.10, S. 58.; umgerechnet von US-\$/ MMBtu in US-\$/ Tsd. m³ mit dem Faktor $1\text{m}^3=0,0362\text{MMBtu}$.

³³ Vgl. Ter-Sarkisov, R. M. (2003a), S. 2.

³⁴ Vgl. Neftegaz (23/10/2003).

Kovykta auf 45 US-\$/ Tsd. m³ und aus dem Gasfeld Tschajandinskoe auf 77 US-\$/ Tsd. m³.³⁵ Somit ist die derzeitige Wirtschaftlichkeit einer intensiven Erschließung dieser Gasfelder für die Vermarktung des Erdgases auf dem Inlandsmarkt zu einem durchschnittlichen Absatzpreis von 21 US-\$/ Tsd. m³ im Jahr 2003 fraglich. Eine intensive Erkundung der Erdgasvorräte in diesen Regionen hat erst in den letzten Jahren an Bedeutung gewonnen, da sowohl die russische Regierung als auch Gazprom und andere private Unternehmen sich zukünftig aus diesen Regionen vorrangig Gasexporte in asiatische Länder erhoffen. Die Erdgasreserven auf dem Schelf des Fernen Ostes sind auf der Insel Sachalin, im Norden entlang der Halbinsel Kamtschatka, im Tschukotka- Becken und im Süden in räumlicher Nähe von Khabarovsk konzentriert. Auf dem fernöstlichen Schelf auf der Halbinsel Sachalin werden zurzeit PSA-Projekte für den LNG-Gasexport nach Japan durchgeführt.

Angesichts der dargestellten Erdgasreserven nach Regionen, Mengen und Kosten bleibt festzuhalten, dass Westsibirien auch weiterhin die strategisch wichtigste Förderregion bleibt. Dies gilt vor allem vor dem Hintergrund der Erdgasexporte nach Europa und der Versorgung der Hauptverbrauchszentren in Russland (siehe Abschnitte 2.5.1 und 2.5.2.1).

Entwicklungstendenzen in der Erdgasförderung in Russland

Die Basis der derzeitigen Erdgasproduktion in Russland bilden die noch zu Sowjetzeiten entwickelten Riesengasfelder Urengoj (1978), Jamburg (1986), Medvezhje (1972) und das neue Riesengaskondensatfeld Zapoljarnoe (2001) in der Nadym-Pur-Taz-Region. Allein im Jahr 2002 entfiel auf diese Felder 70% der Produktion in der Nadym-Pur-Taz-Region und rd. 2/3 der gesamtrossischen Erdgasförderung. Bereits derzeit verfügen Urengoj, Jamburg und Medvezhje über Erdgasmengen, die deutlich unter den Anfangsreserven liegen. Während Zapoljarnoe erst im Jahr 2001 in Betrieb genommen wurde und bislang das Plateauniveau noch nicht erreicht wurde, sind die Hauptschichten von Senoman der Felder Urengoj und Jamburg im Wesentlichen ausgebeutet. Im Jahr 2002 war das „trockene Erdgas“ aus den Senoman-Schichten des Gaskondensatfeldes Urengoj zu rd. 2/3 erschöpft. Die Senoman-Erdgasreserven des Gaskondensatfeldes Jamburg waren im selben Jahr zu rd. der Hälfte ausgebeutet.³⁶

Die sowjetische Erdgasförderpolitik sah nach der Entdeckung der Riesengasfelder in der Nadym-Pur-Taz- und in der Wolga-Ural-Region Ende der 60er Jahre eine vorrangige Ausbeutung der Riesengasfelder mit einem langfristig hohen Produktionsoutput vor. Das hohe Produktionsvolumen führte zu einer intensiven Expansion der sowjetischen Gasexporte und der russischen Inlandserdgasversorgung. Die Riesenlagerstätten garantierten wegen ihrer enormen durchschnittlichen Größe auch langfristig geringe Produktionskosten vergleichsweise zu anderen kleineren Lagerstätten, die diese Merkmale nicht aufweisen. Außerdem war das Erdgas der Riesenlagerstätte in der Nadym-Pur-Taz-Region überwiegend in oberen Senoman-Gesteinsformationen gelagert. Es handelt sich um qualitativ hochwertiges reines Erdgas, das

³⁵ Vgl. Gazprom (2003b), Kap. 3.

³⁶ Vgl. MERT (2003a), Kap.1, S. 3.

nicht mit flüssigen Kohlen- und Schwefelwasserstoffen durchmischt ist und ohne zusätzliche Aufbereitung in das Ferngasnetz eingespeist werden kann. Aufgrund der günstigen Produktionsbedingungen wurden diese Lagerstätten intensiv ausgebeutet. Nach dem Zusammenbruch der Sowjetunion hat Gazprom im Jahr 1992 im Rahmen der Privatisierung der Gaswirtschaft alle zu diesem Zeitpunkt bereits erschlossenen Erdgasfelder mit der bestehenden Produktionsinfrastruktur vom Staat unentgeltlich übernommen (siehe Abschnitt 4.1.1). Im Laufe der neunziger Jahre wurden von Gazprom überwiegend diese Riesenlagerstätten weiterhin ausgebeutet, während die Erschließung weiterer Lagerstätten vernachlässigt wurde. Im selben Zeitraum wurde die Erschließung von neuen Schichten in den Gasfeldern Urengoj, Jamburg und Medvezhje sowie die Entwicklung weiterer kleinerer Erdgasfelder von Gazprom im Wesentlichen vernachlässigt. In den 90er Jahren legte Gazprom den Schwerpunkt seiner Investitionen in der Förderung ausschließlich auf die Entwicklung der Riesenlagerstätte Zapoljarnoe (3,3 Bill. m³)³⁷. Die Erschließung weiterer kleinerer Vorkommen in der Nadym-Pur-Taz-Region war laut ehemaligem Vorstandmitglied von Gazprom, A. Puschkin, nicht effizient.³⁸ Damit hatte aber auch der Rückgang der Produktion in Urengoj, Jamburg und Medvezhje einen starken Rückgang der gesamtrossischen Erdgasproduktion zur Folge.³⁹

Die vorwiegende Nutzung der alten zu Sowjetzeiten in Betrieb genommenen Gasfelder sicherte Gazprom in den neunziger Jahren ein niedriges Niveau der Erdgasproduktionskosten. Dies lässt sich durch zwei Ursachen begründen. Zum einen sind die meisten alten Erdgasfelder bereits abgeschrieben, so dass die Kapitalkosten, die in der Regel den größten Teil der Gesamtkosten ausmachen, vollständig entfallen. Zum anderen ist aufgrund fehlender Informationen fraglich, wie die vom Staat an Gazprom unentgeltlich vergebenen Gasfelder während der Privatisierung bewertet wurden. Bereits im Jahr 1995 ist die International Energy Agency (IEA) auf die Darstellung dieser Problematik in der Studie „The IEA Natural Gas Security“ eingegangen. Es wurde gezeigt, dass die im Selbstkostenpreis von Gazprom berücksichtigte Produktionskostenkomponente deutlich geringer ist als die von IEA geschätzten Vollkosten der Erdgasförderung. Während die von der IEA geschätzten Vollkosten in Westsibirien bei 13,8 US-\$/Tsd. m³ lagen⁴⁰, beliefen sich die Produktionsstückkosten von Gazprom im Jahr 1995 auf rd. 2 US-\$/ Tsd. m³.⁴¹ Der Anteil der Kapitalkosten (Amortisation) machte dabei nur ein Viertel (0,66 US-\$/ Tsd. m³) der gesamten Selbstkosten der Produktion von Gazprom aus. Über die niedrigen Produktionskosten geben auch russische Quellen Auskunft. Nach Angaben von Starovoitov (2001) beliefen sich die Selbstkosten der Erdgasproduktion von Gazprom im

³⁷ Vgl. Gazprom (2003c).

³⁸ Vgl. Interfax Petroleum Report (18/1999).

³⁹ Vgl. IEA (2002b), S. 113.

⁴⁰ IEA (1995), Tab. 3.10, S. 58.; umgerechnet von US-\$/ MMBtu in US-\$/ Tsd. m³ mit dem Faktor $1\text{m}^3=0,0362$ MMBtu.

⁴¹ IEA (1994), Russian Energy Prices, Taxes and Costs, Tab. 8a, 8b, 8c, S. 56-58 in: IEA (1995), Tab.4, S. 424.; umgerechnet von US-\$/ MMBtu in US-\$/ Tsd. m³ mit dem Faktor $1\text{m}^3=0,0362$ MMBtu.

Jahr 2001 auf rd. 1,5 US-\$/ Tsd. m³. Die Schätzung basiert darauf, dass die Produktionstochtergesellschaften von Gazprom beim internen Verrechnungspreis „ab Bohrloch“ von 1,65 US-\$/ Tsd. m³ einen Gewinn von 10% im Jahr 2001 erzielten.⁴²

Ein geringes Niveau der Produktionskosten von Gazprom garantierte dem Unternehmen eine relativ erfolgreiche Geschäftstätigkeit im Laufe der neunziger Jahre. Die Verluste aus dem Binnenmarkt aufgrund der Zahlungsausfälle und der niedrigen Gaspreise konnten durch hohe Margen aus Exporten nach Europa gedeckt werden (siehe Abschnitte 2.2 und 4.4).

Derzeit befindet sich die Erdgasproduktion von Gazprom in der Nadym-Pur-Taz-Region und dadurch die gesamtrussische Erdgasförderung im Umbruch. Mit Inbetriebnahme des neuen Riesengasfeldes Zapoljarnoe in 2001 konnte der Produktionsrückgang kurzfristig aufgefangen und eine erneute Steigerung der Erdgasförderung erreicht werden. Das Gaskondensatfeld Zapoljarnoe gilt als letztes Riesengasfeld in der Nadym-Pur-Taz-Region mit 2,6 Bill. m³ Erdgasreserven in den Senoman-Schichten mit kostengünstigen Produktionsbedingungen. Für das Jahr 2005 ist das Erreichen des Plateauvolumens mit einer Jahresproduktion von 100 Mrd. m³ Erdgas geplant.⁴³ Allerdings kann eine Stabilisierung und Weiterentwicklung der Erdgasförderung in der Nadym-Pur-Taz-Region nicht ausschließlich mit der Förderung aus Zapoljarnoe gedeckt werden. VNIIGaz prognostiziert einen jährlichen Rückgang der Produktion in den Senoman-Schichten von Urengoj, Jamburg und Medvezhje in Höhe von 30 Mrd. m³.⁴⁴ Es müssen sowohl weitere Lagerschichten in den Feldern Jamburg und Urengoj als auch weitere kleinere Erdgasfelder in der Region entwickelt werden. Seit 2001 investiert Gazprom ebenso intensiv in die Erschließung von kleineren Feldern und in die Installation von zusätzlichen Kompressoren auf den Gasfeldern Jamburg und Urengoj, wodurch eine kurzfristige Stabilisierung der Förderung in diesen Gasfeldern gewährleistet ist. Es müssen nach Angaben von VNIIGaz vier neue Erdgasfelder Peszovoe, Vyingajahinskoe, Ety-Purovskoe und Anerjahskoe in Betrieb genommen werden, um die Erdgasförderung von Gazprom auf dem Niveau von 542 Mrd. m³ bis 2008 zu halten. Um eine weitere Stabilisierung der Förderung von Gazprom ab 2008 zu erreichen, müssen tiefer gelegene Kondensatschichten in der Riesengaslagerstätte Urengoj ausgebeutet werden und die Inbetriebnahme der Felder Bovanenko und Kharasavey auf der Halbinsel Jamal erfolgen.⁴⁵

Wie bereits oben erwähnt, verlangt eine weitere Entwicklung der Erdgasförderung in Russland umfangreiche zusätzliche Investitionen und bedeutet einen Anstieg der Produktionskosten für Gazprom. Der Anstieg der Produktionskosten hat zwei Gründe. Zum einen müssen neue Lagerstätten erschlossen werden, weil eine Stabilisierung und eine Steigerung der Gesamtfördermenge nicht mehr aus den bislang betriebenen Erdgaslagerstätten erzielt werden

⁴² Vgl. Ognev, I. (2001), Kap. 4.

⁴³ Vgl. Gazprom (2003c).

⁴⁴ Vgl. Ter-Sarkisov, R. M. (2003a), S. 1.

⁴⁵ Vgl. Ter-Sarkisov, R. M. (2003a), S. 2.

kann. Dies hat zur Folge, dass zukünftig überwiegend zu Vollkosten produziert werden muss. Zum anderen wird die Erschließung von neuen Gasfeldern in weiteren Regionen sowie die Erschließung von weiteren kleineren Lagerstätten in der Nadym-Pur-Taz-Region aufgrund der Lage der Lagerstätten generell mit hohen Vollkosten der Erdgasproduktion verbunden sein. Die Möglichkeiten der „kostengünstigen“ Erdgasproduktion durch die ausschließliche Ausbeutung von Senoman-Schichten der Riesenlagerstätten werden bereits mittelfristig nicht mehr verfügbar sein.

Dabei stellt sich die Frage, ob Gazprom bei niedrigen regulierten Erdgaspreisen auf dem Binnenmarkt zukünftig in der Lage sein wird, die steigende Investitionsbelastung in der Erdgasproduktion zu tragen, um eine wesentliche Steigerung der Produktion zu erreichen. In der Energiestrategie der russischen Föderation bis 2020 wird prognostiziert, dass die jährlichen Gasfördermengen von Gazprom stabil bleiben. Die Förderung von Gazprom soll sich gemäß der Energiestrategie auf einem relativ konstanten Niveau von rd. 520-550 Mrd. m³ jährlich bis 2020 belaufen.⁴⁶ Einen entscheidenden Beitrag zur Steigerung der Fördermengen ist gemäß der staatlichen Energiestrategie durch unabhängige Produzenten vorgesehen. Sie sollen ihre Fördermengen von 71 Mrd. m³ im Jahr 2002 bis auf 115-120 Mrd. m³ Erdgas in 2010 und sogar auf 170-180 Mrd. m³ Erdgas in 2020 steigern, obwohl sie im Vergleich zu Gazprom über wesentlich kleinere Gasfelder verfügen.⁴⁷

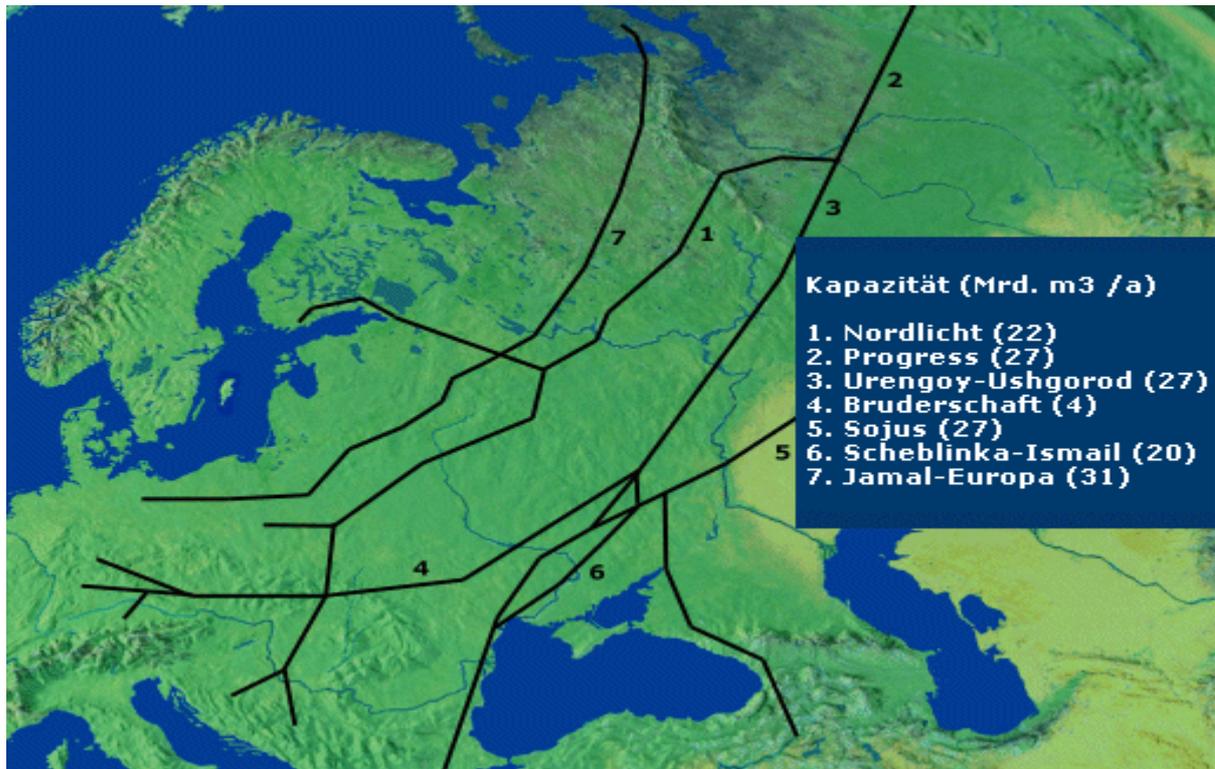
2.4 Infrastruktur der russischen Gaswirtschaft

Der massive Ausbau der russischen Gasindustrie erfolgte nach der Entdeckung der westsibirischen Riesenlagerstätten in den sechziger Jahren. Wegen der hohen Industrie- und Bevölkerungsdichte im europäischen Teil Russlands (Zentralrussland; Uralregion) wurden große Transportpipelines auf einer Strecke von über 3.000 km verlegt. Im Anschluss erfolgte die Erweiterung der Infrastruktur zur Abwicklung der Exporte. Damit war die Basis der heutigen russischen gaswirtschaftlichen Infrastruktur geschaffen, die als das Einheitliche Gasversorgungssystem (EGS) bezeichnet wird (Abbildung 2-3).

Zur Infrastruktur der russischen Gaswirtschaft zählen weiterhin die flächendeckenden Gasverteilungsnetze in den verschiedenen Regionen, die mit dem EGS verbunden sind. Darüber hinaus gibt es vollständig integrierte regionale Gasversorgungssysteme in den isolierten Versorgungsregionen in Ostsibirien und im Fernen Osten, in denen das Gas von der Förderquelle direkt an die Endverbraucher innerhalb der entsprechenden Region geliefert wird. Aufgrund der großen räumlichen Distanz besteht keine Anschlussmöglichkeit an das EGS. Die isolierten Gasversorgungssysteme liegen in den Regionen Norilsk/Jakutien in Ostsibirien, Kamchatka und Sachalin im Fernen Osten. Im Weiteren beschränkt sich die Betrachtung der Infrastruktur auf das EGS und die Weiterverteilungsnetze.

⁴⁶ Eigene Berechnung auf der Basis von Vgl. MinEnergo (2003), Abb. 11, S. 65.

⁴⁷ Vgl. MinEnergo (2003), S. 65.

Abbildung 2-3: Ferngaspipelines in Russland

Quelle: ZGG (2004).

2.4.1 EGS als Grundelement der Gasversorgung

Sowohl die inländische Gasversorgung in Russland als auch der Gasexport werden über die Infrastruktur des *Einheitlichen Gasversorgungssystem* (EGS) abgewickelt. Das EGS gilt als das größte Gastransport und -versorgungssystem in der Welt. Durch die flächendeckende Infrastruktur des EGS wird Erdgas von den westsibirischen Riesenlagerstätten bis zu den westlichen und südlichen Grenzen Russlands transportiert. Im EGS sind Produktions- und Verarbeitungsanlagen, alle Ferngasleitungen und Speicheranlagen integriert. Für die technische Steuerung der Gasströme und den Gasbilanzausgleich im gesamten EGS - System ist das zentrale Dispatch-System (ZDPU) zuständig. Das EGS befindet sich vollständig im Eigentum von Gazprom.

Im EGS sind sowohl das gesamte russische Ferngasnetz als auch die daran angeschlossenen Abzweigleitungen, Produktions- und Speicheranlagen integriert. Das Ferngasnetz selbst umfasst alle Hochdruckgaspipelines mit der Druckstufe von mehr als 1 bar. Im Jahr 2002 betrug die Gesamtlänge der Ferngasleitungen 149,9 Tsd. km. Hinzu kommt eine Gesamtlänge der Abzweigleitungen von insgesamt 4,5 Tsd. km. Die Erzeugung des Normdrucks im Gastransportsystem erfolgt durch 256 Kompressorstationen mit einer installierten Gesamtkapazität von 43 Mio. kW. Darüber hinaus sind im EGS 3.677 Verteilerstationen für die Druckminderung bei der Einspeisung von Erdgas in die Gasverteilungsnetze installiert. Die Basistransportkapazität

zität beträgt 637,1 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr.⁴⁸ Knapp zwei Drittel der Ferngasleitungen (96 Tsd. km) sind Hochdruckpipelines mit einem Durchmesser von 40, 48 und 56 Zoll. Zum EGS gehören auch Produktionsanlagen, die an das Ferngastransportsystem angeschlossen sind. Die Gasproduktionsinfrastruktur besteht aus 155 Anlagen mit einer Produktionskapazität von 783 Mrd. m³ pro Jahr. Die wichtigsten Produktionskapazitäten (Anzahl 48) befinden sich in Westsibirien mit einer gesamten Produktionskapazität von 724 Mrd. m³. Weiterhin gehören zum EGS 22 Gasspeicheranlagen. Davon sind 16 Anlagen Aquifere und 6 Speicheranlagen befinden sich in ausgebeuteten Gasfeldern. Die Gesamtkapazität der Speicheranlagen beträgt 61,7 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr.⁴⁹ Alle Speicheranlagen befinden sich in den Hauptverbrauchsregionen im europäischen Teil Russlands. Die Speicheranlagen werden ausschließlich zur Abdeckung der saisonalen Verbrauchsschwankungen verwendet. Das Erdgas wird in der Herbstperiode in die Speicher eingespeist und im Laufe der Winterperiode in Russland verbraucht.

Entwicklungsprobleme des EGS

Die Politik in der Zeit der sowjetischen Gasindustrie sah den Aufbau von riesigen Transportkorridoren aus den wichtigsten Gasförderregionen (Westsibirien, Zentralasien und Kaukasus) in die inländischen Hauptverbrauchscentren sowie auf die Exportmärkte nach Europa vor.

Folgende Transportkorridore wurden damals eingerichtet:

- Exportpipelines: Northern Lights, Soyuz, Progress, Urengoj- Uzhgorod

Über 90% der russischen Gasexporte werden über den Transportkorridor in der Ukraine abgewickelt. Zu diesem Transportkorridor zählen auch die Pipelines Urengoj - Uzhgorod (von Urengoj nach Westeuropa), Progress (von Jamburg nach Osteuropa und in den Balkan) und Soyuz (von Orenburg nach Osteuropa).

Durch den weißrussischen Korridor wird Gas nach Weißrussland, Polen und Litauen durch die Pipeline *Northern Lights* (Abzweigpipeline von Urengoj- Uzhgorod) und weiter durch die Pipeline *Yamal-Europa* nach Deutschland geliefert.⁵⁰ Ebenso werden Gaslieferungen in das Baltikum und nach Finnland durch *Northern Lights* durchgeführt.

- Ferngasleitungen zur regionalen Gasversorgung: Westsibirien-Zentrum, Usbekistan - Ural, Zentralasien-Zentrum, Nord-Kaukasus-Zentrum.

Seit Anfang der 90er Jahre gab es kaum Ausbaumaßnahmen im Ferngaspipelinesystem (siehe Tabelle 2-1), so dass die meisten derzeit bestehenden Ferngasleitungen bereits zu Sowjetzeiten in Betrieb genommen wurden.

⁴⁸ Gazprom (2003a), S. 49.

⁴⁹ Gazprom (2003d).

⁵⁰ Der in Weißrussland liegende Leitungsabschnitt von Jamal- Europa gehört eigentumsrechtlich zu EGS.

Im Jahr 2002 belief sich das durchschnittliche Alter der Ferngasleitungen in Russland auf 22 Jahre.⁵¹ Rund 70% der gesamten Ferngasnetze wurden vor 1985 gebaut.⁵² Etwa 14% der Ferngasleitungen sind seit über 33 Jahren in Betrieb und bereits abgeschrieben,⁵³ 64% der Ferngaspipelines werden seit 10 bis 32 Jahren betrieben. Die übrigen Anteile (22%) entfallen auf Pipelines mit einer Betriebszeit von nicht länger als 10 Jahren.⁵⁴

Tabelle 2-7: Länge der Ferngasleitungen in Russland, 1997-2002; Tsd. km

1997	1998	1999	2000	2001	2002
148,2	148,8	150,2	149	150	149,9

Quelle: Gazprom, Geschäftsbericht, verschiedene Jahrgänge, 1997-2002.

Die abgeschriebenen Pipelines in Russland werden in der Regel weiter betrieben. Nach Angaben von Gazprom wurden bislang keine Pipelines außer Betrieb genommen. Es werden ständig Modernisierungsmaßnahmen zur Verlängerung der Betriebsdauer der Gastransportnetze durchgeführt.⁵⁵

Der derzeitige technische Zustand des Ferngasnetzes ist als modernisierungsbedürftig zu bezeichnen. Nach Angaben vom VNIIGaz sind bei 24,6 Tsd. km (rd. 16%) der Ferngasleitungen niedrigere Druckwerte als der Normdruck zu verzeichnen. Dabei weisen 23% der Kompressorstationen einen wesentlichen physischen Verschleiß auf.⁵⁶ Aus diesem Grund gilt diese Infrastruktur für die Aufrechterhaltung des Normdrucks in den Pipelines als nicht mehr betriebsfähig.⁵⁷

Unter Berücksichtigung der Steigerung der Fördervolumina in den letzten Jahren kann die zurzeit bestehende Kapazität des Ferngasleitungssystems als nicht ausreichend bezeichnet werden. Dies betrifft vor allem die westsibirischen Transportkorridore, deren Transportkapazität von 518 Mrd. m³ im Jahr 2002 komplett ausgelastet war. Der Bedarf an zusätzlichen Transportkapazitäten wird im Zuge der erwarteten Steigerung der Gasförderung sowohl durch Gazprom als auch durch andere Marktakteure (unabhängige Produzenten) steigen. Gazprom

⁵¹ Vgl. Gazprom (2003a), S. 49.

⁵² Vgl. IEA (2002b), S. 118.

⁵³ Die normative Abschreibungsdauer für Gasleitungen beträgt 33 Jahre in Russland.

⁵⁴ Vgl. BGR (2003b), S. 39; Vgl. Ter-Sarkisov, R. M. (2003b), S. 2.

⁵⁵ Vgl. Khakimov (2003).

⁵⁶ Der physische Verschleiß ist ein Prozess oder Zustand der materiellen Abnutzung oder Schädigung von Anlagen bzw. Anlageteilen aufgrund seiner Nutzung. Z.B. bei einem physischen Verschleiß einer Erdgasleitung von 50% muss 50% der Infrastruktur ersetzt werden.

⁵⁷ Vgl. Ter-Sarkisov, R. M. (2003b), S. 2.

plant den Zubau von Transportkapazitäten im EGS bis auf 555 Mrd. m³ pro Jahr bis 2007 und bis auf 578 Mrd. m³ pro Jahr bis 2013.⁵⁸

Aufgrund der Steigerung des Gasverbrauchs in den letzten Jahren wird auch der Zubau von neuen Speichieranlagen diskutiert, durch den zusätzliche Gasmengen entsprechend der Nachfrage bereitgestellt werden können. Das Ministerium für Wirtschaftsentwicklung (MERT) schätzt die bestehende Speicherkapazität, die rund 15% des gesamten Inlandsverbrauchs beträgt, als nicht ausreichend ein und verlangt den Zubau von Spitzenlastspeichern.⁵⁹ Die Investitionen können aus der Sicht von MERT durch Marktteilnehmer getätigt werden. Die spezifischen Investitionskosten werden vom Ministerium auf 50 bis 100 US-\$ pro Tsd. m³ der installierten Speicherkapazität geschätzt.

2.4.2 Verteilungsnetze

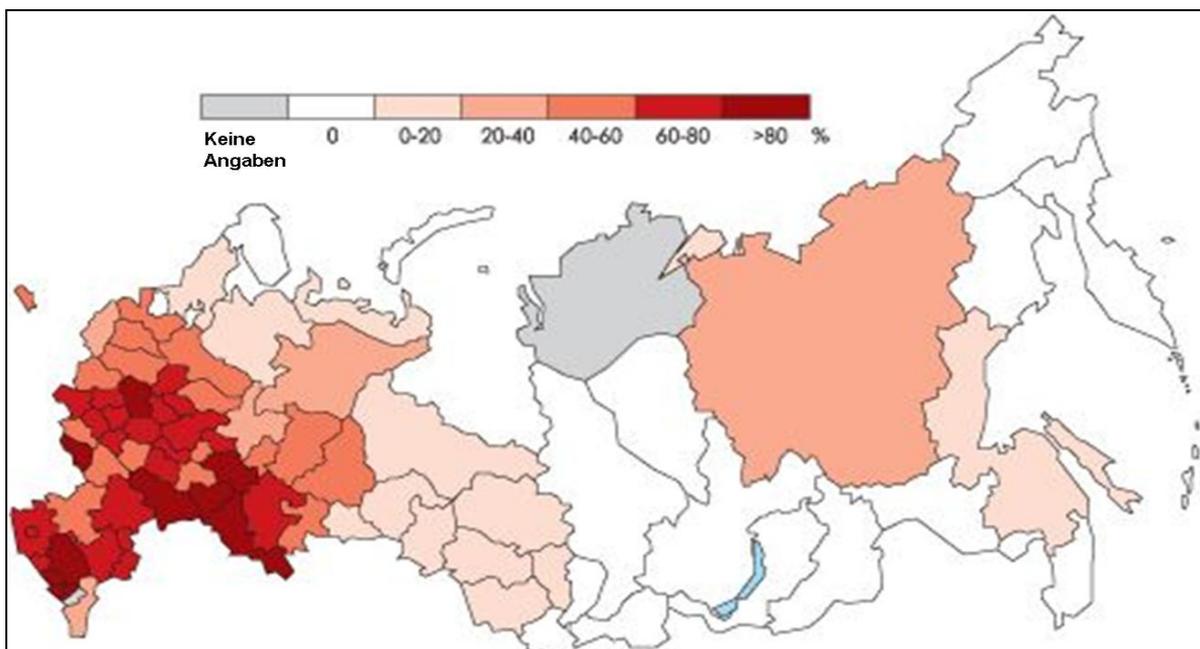
Durch die Verteilungsnetze werden in Russland private und öffentliche Haushalte, Industrie sowie kleinere Heiz- und Heizkraftwerke versorgt. Die Verteilungsnetze in Russland sind noch nicht sehr stark entwickelt. Im Jahr 2002 betrug die Gesamtlänge der Verteilungsnetze knapp 500 Tsd. km (siehe Abbildung 2-4). Mit Erdgas werden 71 von 89 Regionen in Russland versorgt. Die durchschnittliche Gasanschlussrate⁶⁰ beträgt in Russland derzeit 51,7%. Ein ausgedehntes Verteilungsnetz mit hohen Gasanschlussraten ist in der zentralen Region sowie in den Süd- und Wolga-Regionen zu verzeichnen (siehe Abbildung 2-4). Mehr als 90% der Gebäude in den Regionen Moskau (98,3%), in Vladimir, in Brjansk, in Smolensk und in Tula (alle der Zentralregion zugehörig) sind an Gas angeschlossen. Vergleichbare Kennzahlen haben die Republiken Tatarstan, Mari El, Kalmykija und die Regionen Samara und Saratov in der Wolga-Region sowie die Republik Nord-Ossetien im Nord-Kaukasus.

⁵⁸ Vgl. Ter-Sarkisov, R. M. (2003b), S. 3.

⁵⁹ MERT (2003a), S. 32.

⁶⁰ Als Gasanschlussrate wird in Russland der Anteil der Gebäude in der jeweiligen Region definiert, die an Gas angeschlossen sind.

Abbildung 2-4: Gasanschlussraten der Regionen in Russland, in %



Quelle: In Anlehnung an Promgas, in: Oil&Capital (06/2003), S.2.

Bislang sind 18 russische Regionen nicht an Gasverteilungsnetze angeschlossen. Es sind überwiegend Regionen in Ostsibirien und im Fernen Osten. In diesen Regionen bestehen keine netzgebundenen Gasversorgungssysteme. Es handelt sich um Regionen mit einer sehr geringen Bevölkerungsdichte, deren Bevölkerung ausschließlich mit Flüssiggas (Propan-Butan) versorgt wird.

In den letzten Jahren ist in Russland ein deutlicher Anstieg um 10% der Gasanschlussrate zu verzeichnen. Mit dem Ausbau der Verteilungsnetze ist ein deutlicher Trend zur Verdrängung von Flüssiggas durch Erdgas festzustellen (s. Tabelle 2-8).

Tabelle 2-8: Entwicklung der Gasverteilungsnetze und Anschlussraten in den Regionen Russlands, 1990-2002; Tsd. km, %

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Länge der Verteilungsnetze, Tsd. Km	264	278,2	311,3	339,7	370,6	393,1	423,9	451,5	496,6
Gasanschlussraten in Russland, in %	k.A.	42,1	43,3	44,5	46	47,6	48,4	49,8	51,7
Städte	k.A.	53,9	54,6	55,4	56,4	57,5	57,7	59,1	59,7
Dörfer	k.A.	16,7	18,7	20,9	23,1	25,4	27,5	28,8	30,6
Gasanschlussraten (Flüssiggas), in %	k.A.	35,1	33,3	31,6	30,2	29	27,5	26,6	22,9

Quelle: Promgaz, in: Oil&Capital (06/2003), S. 1.

Der massive Ausbau der Netze erfolgte durch das seit 1996 durchgeführte Föderale Programm zur Erweiterung der Verteilungsnetze in den russischen Regionen. Das Programm umfasste zwei Perioden. Im Zeitraum 1996 bis 2000 war überwiegend die Erweiterung der Gasverteilungsnetze in Dörfern vorgesehen, die überwiegend durch Regional- und Stadtverwaltungen finanziert wurde. Als Ergebnis wurde in diesem Zeitraum eine Ausdehnung der Ver-

teilungsnetze um rund ein Drittel erreicht. Es wurden 3,5 Mio. Wohnungen und Gebäude an die Gasversorgung angeschlossen. Die Gasanschlussrate in den russischen Dörfern ist damit um rd. die Hälfte angestiegen.⁶¹ Im Rahmen des Programms ist ebenso die Modernisierung der bestehenden Verteilungsnetze vorgesehen. Dies ist besonders wichtig für die Verteilungsnetze in Russland. In einzelnen Regionen müssen rd. 80% der Verteilungsnetze aufgrund des physischen Verschleißes ersetzt werden.⁶²

Seit 2001 koordiniert Gazprom das Modernisierungsprogramm. Die Finanzierung der Programme wurde bislang in der Regel teils aus dem Haushalt der jeweiligen Region teils von Gazprom übernommen. Im Jahr 2002 schloss Gazprom Abkommen zur Erweiterung der Verteilungsnetze mit 64 Regionalverwaltungen ab. Aufgrund der immer noch instabilen Wirtschaftslage in Russland bleibt die Suche von Finanzierungsquellen eins der größten Probleme im Gasverteilungssektor. Die Verteilungsorganisationen sind aufgrund der niedrigen regulierten Preise nicht in der Lage, im großen Umfang in den Bau der Verteilungsnetze zu investieren. Es hat sich in der Praxis herausgestellt, dass es deutliche Finanzierungsschwierigkeiten für das damalige Programm gab, weil der Staat nicht die angesagten Finanzmittel zur Verfügung stellte. Deshalb wurden nur 62% der geplanten Verteilungsnetze gebaut und 51% der im Programm geplanten Gebäude an Gas angeschlossen.⁶³

Im Jahr 2002 wurde im russischen Energieministerium die Arbeitsgruppe für die Erarbeitung eines neuen Programms für den Ausbau der Verteilungsnetze gegründet. Die Arbeitsgruppe hat einen Programmentwurf vorbereitet, der eine Finanzierung der Erweiterung der Verteilungsnetze zu 33% durch die Regionalverwaltungen vorsieht. Des Weiteren sieht der Programmentwurf eine Finanzierungsbeteiligung von Gazprom mit 13% und dem Staat mit 37% der Gesamtfinanzierung vor. Der verbleibende Finanzierungsanteil von 17% ist durch spezielle Zuschläge auf die regulierten Endverbraucherpreise zu refinanzieren (siehe Abschnitt 3.2).

⁶¹ Vgl. Oil&Capital (06/2003), S. 2; MERT (2000), S. 7.

⁶² Vgl. MERT (2000), S. 6.

⁶³ Vgl. Oil & Capital (06/2003), S. 2.

2.5 Erdgasabsatz

Russland ist nicht nur der weltweit größte Gasproduzent, sondern auch der weltweit größte Gasexporteur. Rund ein Drittel der geförderten Gasmenge werden exportiert, während zwei Drittel der gesamten Fördermenge für den Inlandsverbrauch bestimmt sind. Exportiert wird das Erdgas zu 74% nach Europa und zu 26% in die GUS. Obwohl in den neunziger Jahren ein tendenzieller Produktionsrückgang zu verzeichnen war, konnte Russland die Exporte nach Europa steigern, da der Inlandsverbrauch und die Gasexporte in die GUS-Staaten sich verringerten (siehe Tabelle 2-9).

Tabelle 2-9: Gasabsatz in Russland, 1990-2002; Mrd. m³

[Mrd. m ³]	1990	1995	1998	2000	2001	2002
Gasabsatz, gesamt	676,3	599,2	596,3	598,4	586	598
Inländischer Gasverbrauch	479,7	400,1	375	398,4	407,2	412,1
Gasexporte, davon	191,5	181,0	207,1	192,6	179,8	181,2
Europa	k.A.	124,0	125,0	133,5	131,6	134,2
GUS-Staaten	k.A.	57,0	72,1	59,1	48,3	47,0
Speichersaldo (Ein-/ Ausspeisen)	5,1	18,2	13,9	7,0	-1,5	4,7

Quellen: Angaben für 1990 basieren auf IEA (2002); Angaben für 1995-2002 basieren auf Goskomstat (2002) und Interfax Petroleum Report (1998-2002).

Zwischen dem Absatzmarkt in Russland, den Absatzmärkten in den EU-Ländern, und denen der GUS-Staaten bestehen wesentliche ökonomische und institutionelle Unterschiede. Zudem befindet sich der europäische Erdgasbinnenmarkt, der derzeitig zum größten Teil die Finanzierung der russischen Erdgasindustrie sichert, in einem tief greifenden Liberalisierungsprozess. Um den Einfluss der Entwicklung der jeweiligen Absatzmärkte auf die langfristige Entwicklung der russischen Gasindustrie darstellen zu können, werden des Weiteren im Einzelnen folgende Schwerpunkte der Absatzmärkte des russischen Erdgases analysiert:

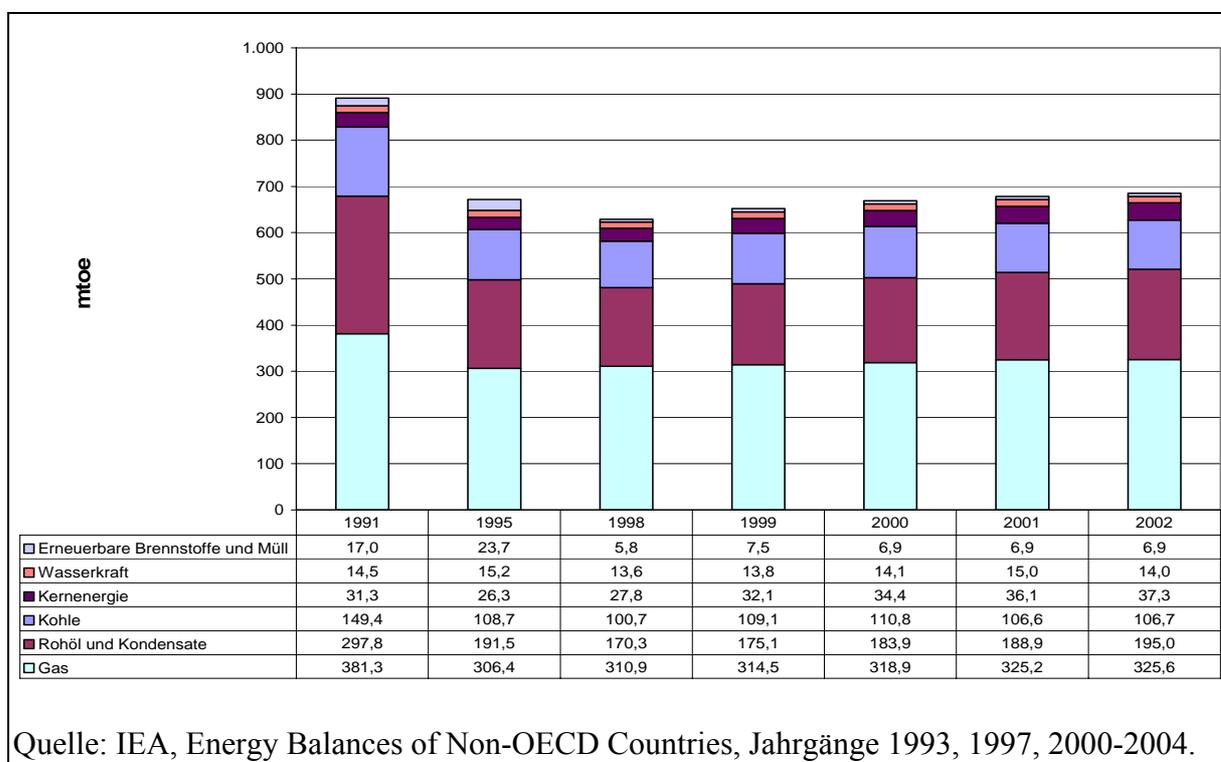
- Erdgasverbraucher im Inland,
- Wirtschaftliche und politische Beziehungen mit dem GUS-Markt,
- Liberalisierungsprozesse auf dem EU-Erdgasbinnenmarkt.

2.5.1 Erdgasabsatz im Inland

Der größte Teil des in Russland geförderten Erdgases wird auf dem russischen Inlandsmarkt abgesetzt. Erdgas nimmt mittlerweile eine dominierende Stellung im Primärenergieverbrauch ein und gilt damit in Russland als der wichtigste Primärenergieträger. Im Jahr 2001 entfiel knapp die Hälfte des Primärenergieverbrauchs auf Erdgas. Das Erdgas verdrängt bereits seit dem massiven Aufbau der Erdgaswirtschaft in den 70er Jahren kontinuierlich andere Primärenergieträger auf dem Strom- und Wärmemarkt. Die Entwicklung der Riesengasfelder in Westsibirien und die Erweiterung der Pipelineinfrastruktur nach Westen bildeten die Basis für einen intensiven Erdgaseinsatz in Kraftwerken und Industrieunternehmen der dicht besiedelten europäischen Industrieregionen Russlands.

Im Verlauf der neunziger Jahre war eine weitere Verdrängung anderer Substitutionsenergien wie Kohle und Erdöl durch Erdgas festzustellen. Der Anstieg des Erdgasanteils im Primärenergieverbrauch in den neunziger Jahren erfolgte trotz eines deutlichen Rückgangs des gesamten Gasverbrauchs aufgrund einer stark rückläufigen Kohle- und Rohölproduktion (Abbildung 2-5). Während der Erdgasverbrauch im Zeitraum 1991-2002 nur um knapp 15% zurückging, sank der Verbrauch von Kohle und Rohöl um 29% bzw. 35%. Dies führte zu einer Veränderung der Struktur des Primärenergieverbrauchs. Der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch stieg auf 48 % an, während die Kohle- und Erdölanteile auf 16% bzw. 28 % zurückgingen.

Abbildung 2-5: Primärenergieverbrauch Russlands nach Energieträgern, 1991-2002; Mtoe



Die rückläufige Erdöl- und Kohlenachfrage im Binnenmarkt lässt sich auf die Transformationsprozesse nach Auflösung der Sowjetunion und der damit verbunden stagnierenden Produktion in den energieintensiven Industriesektoren sowie bei den Energieerzeugern in Zusammenhang bringen. Ein intensiverer Einsatz von Erdgas in der Energiewirtschaft, auf die der überwiegende Anteil des Inlandserdgasverbrauchs entfällt, lässt sich teilweise auf die im Vergleich zu anderen Primärenergieträgern geringeren Gaspreise zurückführen, die bislang staatlich festgesetzt werden.⁶⁴ Die in 1995 herausgegebene Energiestrategie des russischen Ministeriums für Energiewirtschaft sah einen verstärkten inländischen Erdgasverbrauch vor.

⁶⁴ Die Gaspreise werden im Gegensatz zur freien Preisbildung der praktisch vollständig privatisierten und liberalisierten Erdöl- und Kohlesektoren bis heute staatlich festgelegt, siehe Abschnitt 2.2.

Erdgas wurde aufgrund der geringen Preise, der geringen Strom- und Wärmeerzeugungskosten und der höheren Umweltfreundlichkeit als strategischer Energieträger für die Übergangsphase in der Wirtschaftsentwicklung erachtet. Die ständig steigenden Anteile von Erdgas im Primärenergieverbrauch erhöhen jedoch das Abhängigkeitsrisiko der russischen Energiewirtschaft von Erdgas. Um die Auswirkungen des massiven Erdgaseinsatzes im Inland auf die Entwicklung der russischen Gasindustrie aufzeigen zu können, werden im Weiteren die Erdgasabsatzbereiche detailliert behandelt.

Absatzbereiche für Erdgas in Russland

Im Jahr 2002 belief sich der Gesamtverbrauch von Erdgas in Russland auf 412,1 Mrd. m³. Mit 65% verbrauchten energiewirtschaftliche Unternehmen weit mehr als die Hälfte der Gesamtverbrauchsmenge. Im Laufe der neunziger Jahre hat der Erdgaseinsatz im Umwandlungssektor in der Struktur des Inlandgasverbrauchs durch die Fernheizwerke verstärkt an Bedeutung gewonnen. Der Großteil (55%) des Erdgasverbrauchs im Umwandlungssektor (für die Erzeugung von Strom und Wärme) erfolgt in den Industrieregionen *Zentrum* und *Ural*. Die übrigen Anteile der im Umwandlungssektor verbrauchten Erdgasmengen entfallen auf die Regionen Nord-West, Süd und Westsibirien. In Ostsibirien und Fernem Osten gibt es keine Strom- und Wärmeerzeugung aus Gas.

Auf die Industrie entfiel 14% des Gesamtgasverbrauchs in Russland. Der Anteil der Haushalte am gesamten Gasverbrauch betrug 13%. Ein wesentlicher Gasverbrauchsanteil von 8% wurde für den Betrieb des russischen Pipelinetransportsystems verbraucht. Ein verbleibender Restanteil von 1% des gesamten Erdgasverbrauchs in 2001 entfiel zusammen auf Landwirtschaft, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie auf den Gaseinsatz im Straßenverkehr (siehe Tabelle 2-10).

Tabelle 2-10: Erdgasverbrauch in Russland nach Einsatzbereichen; %

%	1991	1995	2002
Umwandlungssektor	58%	61%	65%
- KWK-Anlagen	42%	38%	40%
- Heizwerke	13%	19%	19%
- Übrige Umwandlungsbereiche	3%	3%	6%
Endenergieverbrauch	42%	39%	35%
- Industrie	23%	13%	13%
- Haushalte	3%	11%	13%
- Eigenverbrauch im Pipelinetransport	12%	4%	8%
- Übrige Endverbraucher von Erdgas	4%	11%	1%

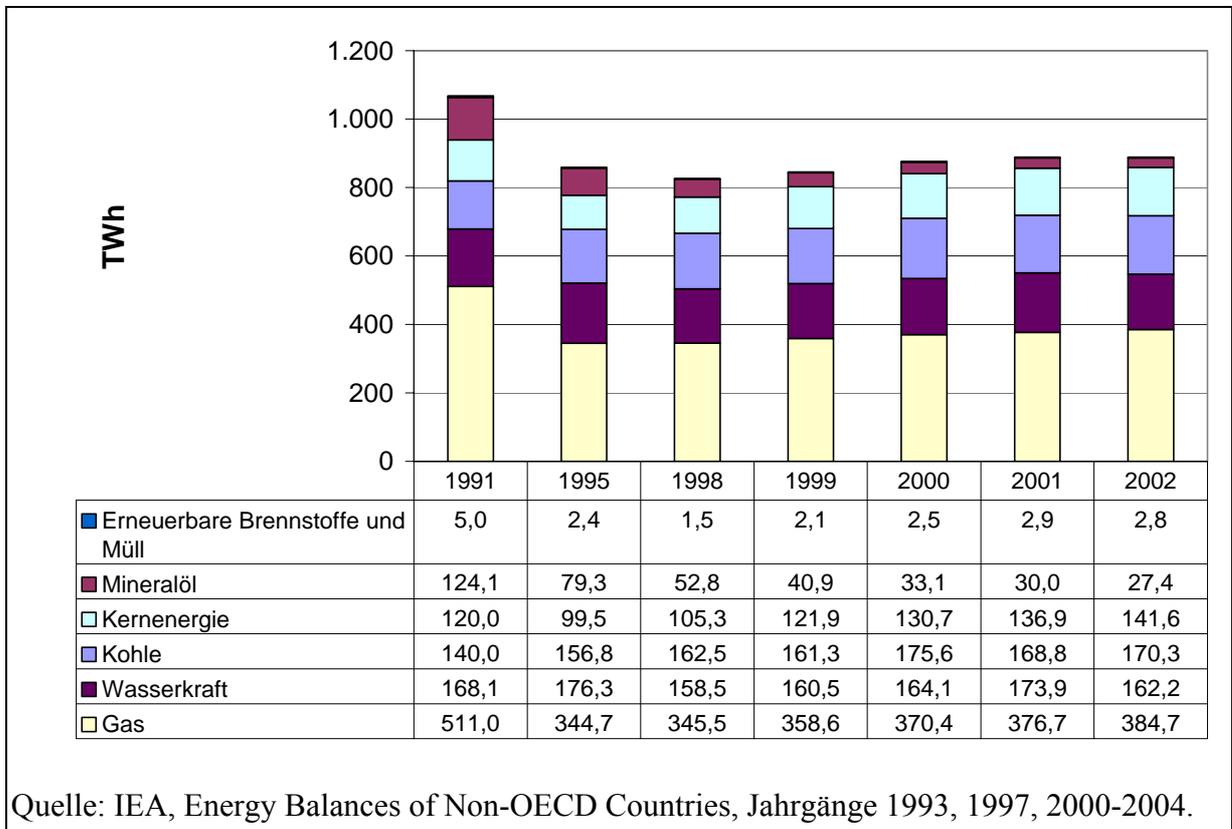
Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries, verschiedene Jahrgänge, 1993, 1997, 2003.

2.5.1.1 Erdgaseinsatz in der Strom- und Wärmeerzeugung

Der Umwandlungssektor für die Erzeugung von Strom und Fernwärme ist der wichtigste Absatzmarkt für die russische Erdgaswirtschaft, der einen entscheidenden Einfluss auf die Entwicklung des Erdgasverbrauchs in Russland hat. Die russischen Heiz- und Heizkraftwerke verbrauchen knapp 2/3 des gesamten inländischen Gasverbrauchs.

Erdgas nimmt sowohl in der Strom- als auch in der zentralen Wärmeerzeugung eine dominierende Stellung ein. Im Jahr 2002 wurden 43% des Stroms aus Erdgas erzeugt, 19% aus Kohle und 16% aus Kernenergie (Abbildung 2-6). Nach einem Rückgang der Elektrizitätsproduktion in den neunziger Jahren hat sich der Erdgasverbrauch im Zeitraum 1991-2002 um rund ein Viertel verringert. Der Anteil von Erdgas an der Stromerzeugung blieb seit Ende der neunziger Jahre jedoch relativ stabil. Demgegenüber ist eine deutliche Zunahme der Anteile von Kohle (22%) und Kernenergie (18%) an der Stromerzeugung auszumachen. Die Verschiebung der Anteile zugunsten dieser Primärenergieträger ist durch einen stark rückläufigen Einsatz von Mineralölprodukten in der Stromerzeugung bedingt. Der Rückgang des Mineralöleinsatzes in der Stromerzeugung ist die Folge der Privatisierungs- und Liberalisierungsprozesse in der russischen Erdölwirtschaft. Bei sinkender Rohölproduktion in Russland sank in den 90er Jahren der Mineralölverbrauch bei gleichzeitig relativ stabilem Export.

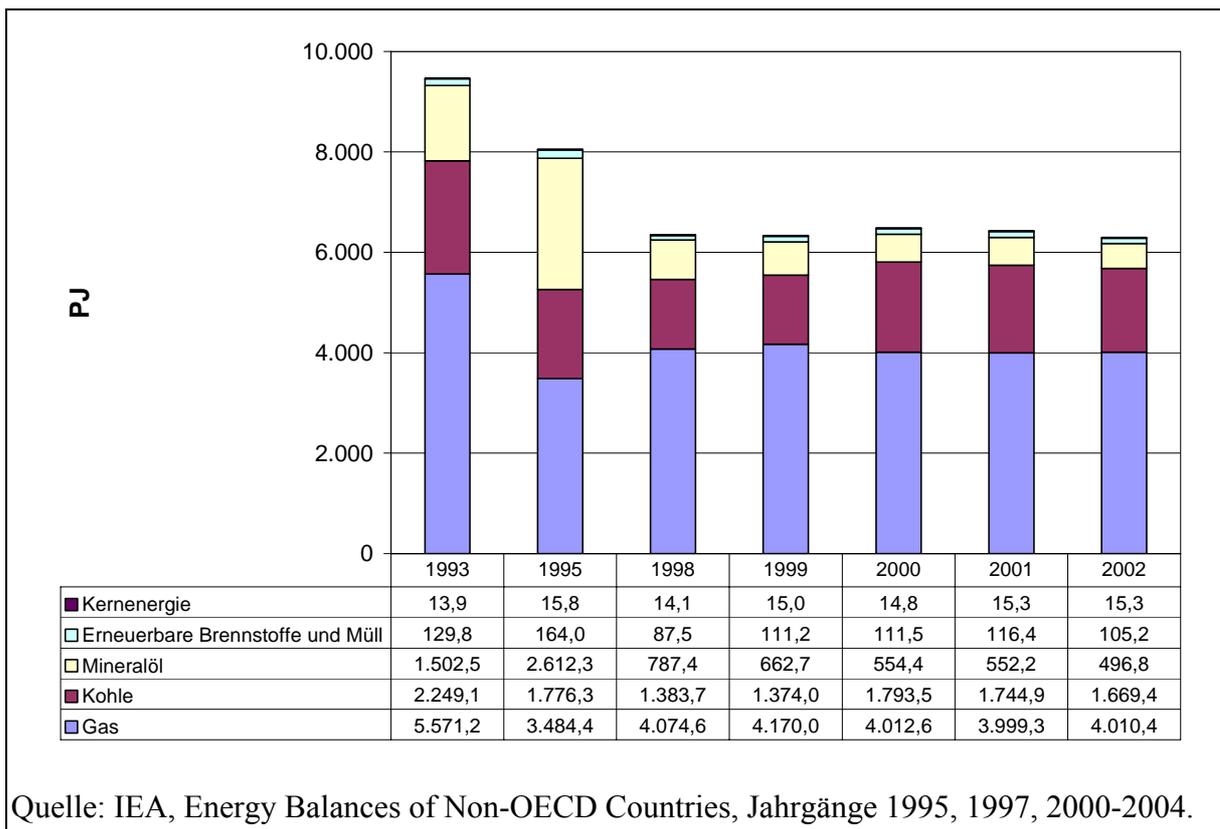
Abbildung 2-6: Stromerzeugung in Russland nach Primärenergieträgern, 1991-2002; TWh



Ebenso ist Erdgas mit einem Anteil von knapp 64% der dominierende Primärenergieträger für Fernwärmeerzeugung in Russland, gefolgt von Kohle (27% im Jahr 2002) und Heizöl (8% im

Jahr 2002) (siehe Abbildung 2-7). Für den Primärenergieeinsatz zur Fernwärmerzeugung sind die gleichen Entwicklungstendenzen wie bei der Elektrizitätsproduktion festzustellen. Bei einer deutlichen Verringerung der Gesamtproduktion in den neunziger Jahren sind die Verbrauchsanteile von Erdgas und Kohle wegen eines Rückgangs der Fernwärmerzeugung aus Heizöl angestiegen.

Abbildung 2-7: Zentrale Wärmerzeugung aus KWK-Anlagen und Heizwerken, 1993-2002; PJ



Quelle: IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries, Jahrgänge 1995, 1997, 2000-2004.

Die Strom- und Wärmeerzeugung in Russland zeichnen sich durch eine Reihe von Bestimmungsfaktoren aus, die generell für den intensiven Erdgaseinsatz in Russland maßgeblich sind. Diese Faktoren werden im Weiteren dargestellt.

Kraft-Wärme-Kopplung und Fernwärmanlagen als Grundelement der Energieversorgung in Russland

Für die Strom- und Wärmeversorgung in Russland sind historisch gesehen überwiegend zentrale Energieerzeugungstechnologien spezifisch. Die sowjetische Planungspolitik sah einen Aufbau von Riesenheiz- und Heizkraftwerken in den russischen Städten vor. Mit dem Aufbau von Riesenheizkraftwerken in der zweiten Hälfte des zwanzigsten Jahrhunderts sollten Skalenerträge erwirtschaftet werden, die eine relativ kostengünstige Energieversorgung der Bevölkerung und der Industrie gewährleisten sollten. Im Jahr 2002 wurde durch Heizkraft- und große Fernheizwerke mit einer installierten thermischen Leistung von über 23 GW insgesamt 72% der gesamtrussischen Wärmeproduktion erzeugt, die eine Versorgung der Mehrzahl der russischen Städte mit einer Bevölkerungszahl von über 100 Tsd. Einwohner sicherte. Die üb-

rigen Anteile entfielen auf eine dezentrale Wärmeversorgung, die von rd. 68 Tsd. kleinen kommunalen Heizwerken erzeugt wurden.⁶⁵ Über 99% der gesamtrussischen Stromerzeugung erfolgte im Jahr 2002 durch die zentralen Erzeugungstechnologien. Davon entfiel rund 2/3 auf zentrale KWK-Anlagen, die praktisch ausschließlich mit Erdgas, Kohle und schwerem Heizöl betrieben werden.⁶⁶ Auf diese Weise wurden im Jahr 2002 99,7% der Stromproduktion aus Erdgas in KWK-Anlagen erzeugt. Darüber hinaus entfiel rund 93% der Stromerzeugung aus Mineralölprodukten auf KWK-Einsatz. Außerdem wird Kohle ausschließlich in Heizkraftwerken zur Verstromung eingesetzt.

Veraltete Erzeugungstechnologien und Brennstoffintensive Energieerzeugung

Sowohl im Strom- als auch im Fernwärmesektor sind veraltete Technologien mit einem enorm hohen Brennstoffverbrauch im Einsatz. Im Jahr 1999 belief sich das durchschnittliche Alter der zu diesem Zeitpunkt betriebenen Riesenheiz- und Heizkraftwerke auf 24 bis 40 Jahre.⁶⁷ Praktisch waren alle zentralen Erzeugungstechnologien in Russland im Jahr 2001 bereits abgeschrieben.⁶⁸

Die noch zu Sowjetzeiten gebauten Dampfturbinenkraftwerke besitzen niedrige Wirkungsgrade von 20-25%.⁶⁹ Die durchschnittliche Auslastung der KWK-Kraftwerke beträgt zwischen 30% und 60%.⁷⁰ Spezifisch für die Wärmeversorgung in Russland sind die harten klimatischen Bedingungen, die eine Heizperiode von 6 Monaten bedingen und die derzeitigen maroden Fernwärmenetze, die hohe Wärmeverluste verursachen. Aus diesen Gründen erfolgt eine energieintensive Fernwärmeerzeugung. Zudem müssen, nach Angaben des russischen Energieministeriums, rd. 82% der gesamten Länge der Wärmeübertragungsnetze in Russland modernisiert werden.⁷¹ Die Wärmetransportverluste in Russland belaufen sich im Durchschnitt auf 20-30% der insgesamt erzeugten Fernwärme.⁷² Vergleichsweise beläuft sich die übliche Rate der Wärmeverluste in den deutschen Fernwärmenetzen auf nur 12-15%.⁷³ In 2001 entfiel allein 51% des Fernwärmeverbrauchs auf private und kommunale Haushalte, von denen die überwiegende Anzahl weder über Regler- noch über Zählersysteme verfügen.⁷⁴ Ein

⁶⁵ Vgl. MinEnergo (2003), S. 86.

⁶⁶ IEA (2004a), Kap. II, S. 165.

⁶⁷ RAO UES (1999) in: IEA (2002b), Tab. 8.7., S. 199.

⁶⁸ Vgl. Nail, J./Dlugi J. (2001), S. 58.

⁶⁹ MinEnergo (2003), S. 80.

⁷⁰ Nail, J./ Dlugi J. (2001), S. 75ff.

⁷¹ MinEnergo (2003), S. 86.

⁷² Vgl. IEA (2002b), S. 218.

⁷³ Vgl. AGFW (2002), Tab. 3.4, S. 11.

⁷⁴ IEA (2004), Part II, S. 165.

kontrollierter effizienter Wärmeverbrauch wird durch dieses System verhindert. Die oben genannten Faktoren verursachen einen hohen Brennstoffeinsatz und damit eine ineffiziente brennstoffintensive Energieproduktion in Russland. Weil sowohl in der Strom- als auch in der Wärmeerzeugung der Erdgaseinsatz dominiert, beeinflusst die oben genannte Problematik in hohem Maße den Erdgasverbrauch.

Substitutionsmöglichkeiten von Erdgas im Umwandlungssektor

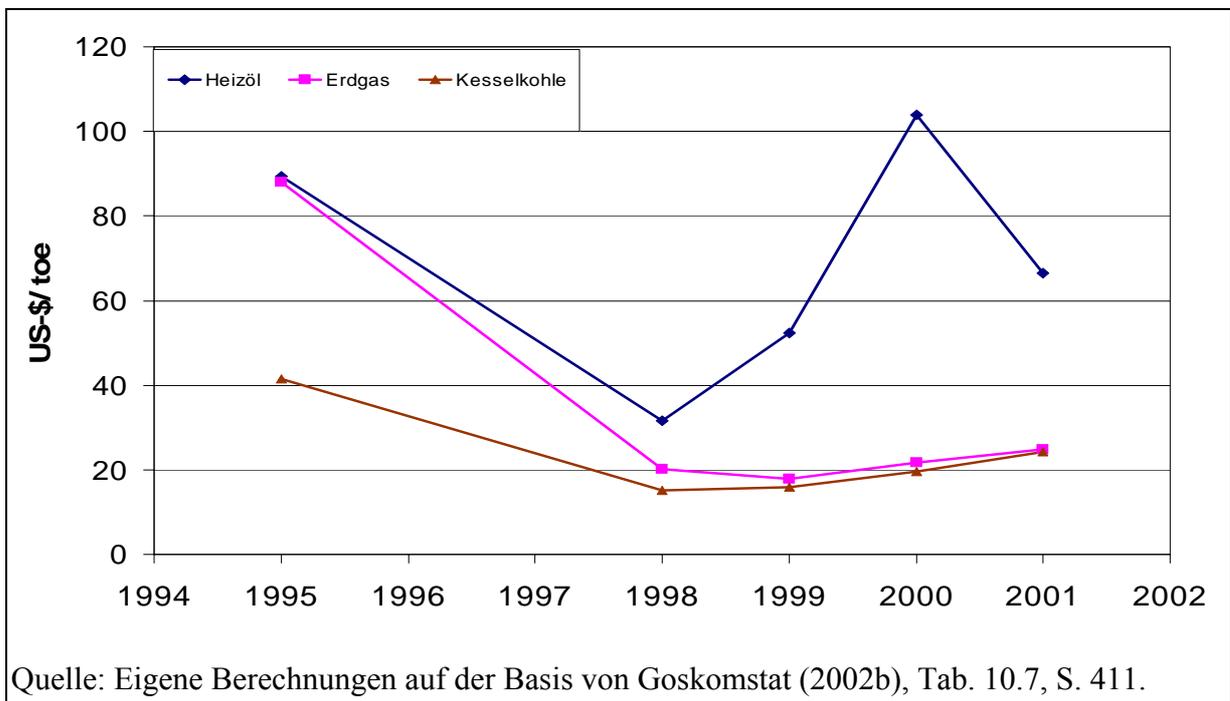
Wie bereits oben erwähnt wurde, werden Erdgas, Kohle und Heizöl zur Stromerzeugung praktisch ausschließlich in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen eingesetzt. In russischen Heizkraftwerken sind in der Regel Heizblöcke für verschiedene Brennstoffe (Erdgas, Kohle bzw. schwerem Heizöl) installiert, die es erlauben, den Einsatz der unterschiedlichen Energieträger je nach Preishöhe der Energieträger zu variieren. Dies gilt auch für die Fernheizwerke.⁷⁵

Wie im Fall des Gasmarktes werden auch die Preise für Strom und Wärme in Russland staatlich reguliert. Demgegenüber sind der Öl- und der Kohlesektor in Russland vollständig privatisiert und unterliegen damit nicht mehr der staatlichen Preisregulierung.

Während die Industriepreise für Heizöl und Erdgas in den neunziger Jahren höher als die Preise für Kohle lagen, sind die durchschnittlichen Preise für Kohle und Erdgas seit 1998 nahezu gleich hoch (Abbildung 2-8). Dies hat folgende Auswirkungen auf den Einsatz von jeweiligen Primärenergieträgern. Für bereits abgeschriebene Kraftwerke geht der Kraftwerksbetreiber bei einem regulierten niedrigen Endverbrauchertarif für Strom bzw. Wärme in der Regel von den niedrigsten Brennstoffkosten aus. Somit wird der Anlagenbetreiber bei den gegebenen niedrigen Gaspreisen Kohle und Mineralöl durch Erdgas substituieren. Dies liegt daran, dass die Strom- und Wärmezeugung aus Erdgas aufgrund der höheren Wirkungsgrade der erdgasbetriebenen Technologien und des höheren Energiegehaltes von Erdgas in der Regel kostengünstiger als in kohlebetriebenen Heiz- und Heizkraftwerken ist.

⁷⁵ Z.B. Nail, J./ Dlugi J. (2001), S. 75ff.

Abbildung 2-8: Durchschnittliche Industriepreise für Heizöl, Erdgas, Kesselkohle, 1995, 1998-2001; US-\$/Mtoe



Aus diesem Grund schafft das bestehende Preisverhältnis keine Voraussetzung für eine Verringerung des Erdgasanteils im Umwandlungssektor. Im Gegensatz erhöht sich der Erdgasverbrauch in Russland. Kohle und Mineralöl bedienen die Restnachfrage nach Primärenergie in der Strom- und zentralen Wärmeerzeugung. Die niedrig gehaltenen Gaspreise unterbinden eine wirksame Substitutionskonkurrenz zwischen Erdgas und den übrigen Energieträgern.

Erdgaspreise im Umwandlungssektor als Element der Strukturpolitik

Es ist ersichtlich, dass die o.g. Gaspreispolitik politisch gewollt ist. Die im Vergleich zu Kohlepreisen niedrigeren Gaspreise verhindern eine rasche Nachfrage nach Kohle und somit einen starken Anstieg der freigegebenen Kohlepreise. Aus diesem Grund besteht für die Regierung die Möglichkeit, niedrige Strom- und Wärmetarife festzusetzen. Mit der Festsetzung der niedrigen Strom- und Wärmetarife verfolgt die russische Regierung das Ziel, der Inflation in Russland entgegenzuwirken (siehe Abschnitt 2.2).

Der tendenzielle Anstieg des Erdgasverbrauchs ist also zum Großteil auf politisch gewollte Erdgaspreise im Inland zurückzuführen, so dass im Fall der Steigerung der Gaspreise mit erhöhten Anreizen für einen intensiven Einsatz von anderen Primärenergieträgern (Kohle und Heizöl) und somit mit einer Verringerung des Gasverbrauchs im Inland gerechnet werden kann.

Preisbedingungen für wirksame Substitutionskonkurrenz zwischen Erdgas und Kohle

Das bestehende Preisregulierungssystem bestimmt die Entwicklung sowohl des Gassektors, als auch des Kohlesektors, der sich immer noch in einem tief greifenden Restrukturierungs-

prozess befindet. In den letzten Jahren wurden von der russischen Regierung bzw. dem Energieministerium verstärkte Einsatzmöglichkeiten von Kohle und anderen Energieträgern diskutiert, um die wachsende Abhängigkeit von Erdgas zu mindern. In der im Mai 2003 von der russischen Regierung verabschiedeten Energiestrategie wurde dargelegt, dass die Verringerung der Erdgasabhängigkeit in der Strom- und Wärmeherzeugung nur bei gleichzeitiger Erhöhung der Gaspreise möglich sein wird. Nach Angaben von MinEnergo müssen die Erdgaspreise um 60% bis 100% höher sein als die Preise für Kohle, damit Kohle-Heizkraftwerke gegenüber Erdgaskraftwerken konkurrenzfähig sein können und eine erfolgreiche Entwicklung der russischen Kohleindustrie gesichert werden kann.⁷⁶

Liberalisierungsprozesse auf dem russischen Strommarkt

Der effiziente Erdgaseinsatz im Umwandlungssektor hängt nicht nur von der staatlichen Regulierungspolitik der Erdgaspreise, sondern auch von den Restrukturierungsprozessen in der Stromwirtschaft ab. Seit 2001 können sowohl die Stromerzeuger als auch Energieversorgungsunternehmen einen Teil des Stroms und der Wärme auf dem Großhandelsmarkt zu freien, d.h. nicht regulierten Preisen absetzen. Der Anteil des nicht regulierten Strommarktes betrug im Jahr 2003 8% der gesamten Stromlieferungen in Russland. Seit 2004 können neue Stromzwischenhändler auf den Spotmarkt treten. Im Rahmen des Restrukturierungsprogramms ist vorgesehen, die Quersubventionierung der Endverbraucher abzuschaffen und die Endverbraucherpreise für Strom auf Vollkosten-Niveau anzuheben.⁷⁷ Von der Liberalisierung der Stromindustrie wird letztlich langfristig die stabile Entwicklung der russischen Gasindustrie abhängen. Zum einen muss die Abschaffung der Quersubventionierung im Umwandlungssektor zur Anhebung der Gaspreise auf ein vollkostendeckendes Niveau führen. Zum anderen werden vom Ausmaß der Wettbewerbsentwicklung im Stromssektor das Ausmaß und die Effizienz einer möglichen Öffnung des Erdgasmarktes abhängig sein.

2.5.1.2 Weitere Einsatzbereiche von Erdgas

Haushalte

Der Anteil der Haushalte am russischen Erdgasverbrauch lag im Jahr 2002 bei rd. 13 %. Auf die privaten Haushalte entfällt rd. 60% des Erdgasverbrauchs im Haushaltssektor, der Restanteil entfällt auf öffentliche Haushalte.⁷⁸ Sowohl die privaten als auch öffentlichen Haushalte verbrauchen Erdgas als Endenergieträger zum Heizen, zur Warmwasserherzeugung und zum Kochen. Der Erdgasverbrauch im Haushaltssektor ist im Zeitraum 1990-2001 deutlich um 242% auf 56,2 Mrd. m³ angestiegen (siehe Abbildung 2-9). Die Steigerung des Erdgasverbrauchs ist überwiegend auf den Ausbau der Gasverteilungsnetze in den neunziger Jahren zurückzuführen (siehe Kapitel 2.4.2). Die Erdgasversorgung wird von der russischen Regie-

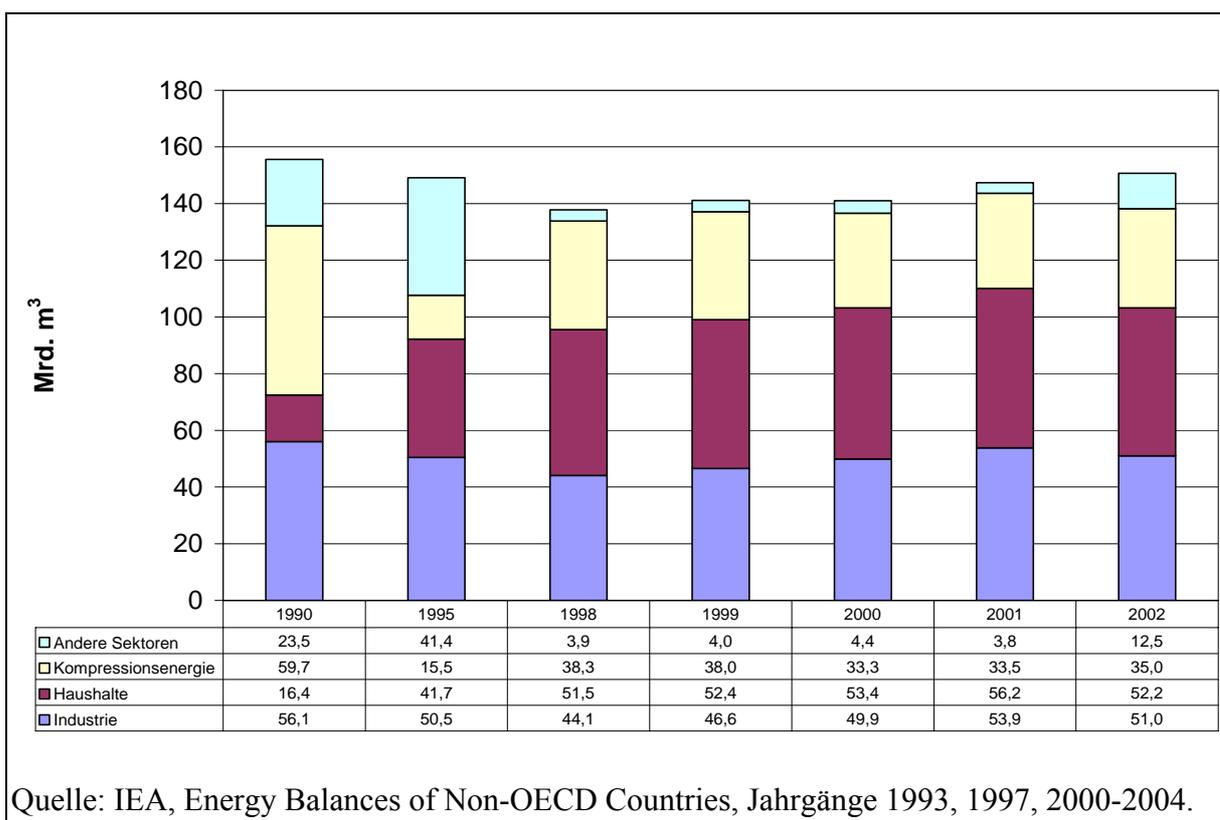
⁷⁶ Vgl. MinEnergo (2003), S. 72, 79.

⁷⁷ Vgl. IEA (2002b), S. 213.

⁷⁸ MERT (2000), S. 11.

rung als strategisches Element der sozialen Unterstützung der privaten Haushalte angesehen. Private Haushalte zahlen regulierte Einzelhandelspreise, die unterhalb des Preisniveaus für andere Endverbrauchergruppen liegen (siehe Abschnitt 2.2). Aus diesem Grund besteht für private Haushalte kein Anreiz, Erdgas durch andere vergleichsweise teure Brennstoffe zu substituieren. Eine weitere Entwicklung des Erdgasverbrauchs im Haushaltsektor hängt unter den bestehenden institutionellen Rahmenbedingungen überwiegend von der Weiterentwicklung der regionalen Erdgasversorgungsprogramme ab (siehe Abschnitt 2.4.2).

Abbildung 2-9: Endverbrauch von Erdgas in Russland, 1990-2002; Mrd. m³



Quelle: IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries, Jahrgänge 1993, 1997, 2000-2004.

Industrie

Die Industrie ist neben dem Haushaltssektor der bedeutendste Endverbraucher von Erdgas in Russland. Im Zeitraum 1991-2001 blieb der industrielle Erdgasverbrauch relativ stabil. Im Jahr 2001 verbrauchte der Industriesektor mit 53,8 Mrd. m³ Erdgas rund 13% des gesamten Erdgasverbrauchs. Der Hauptabnehmer ist die Chemische Industrie (20,9 Mrd. m³), auf die knapp die Hälfte des industriellen Erdgasverbrauchs entfällt, gefolgt von der Eisen- und Stahlindustrie (14,9 Mrd. m³) und der Glas- und Keramikindustrie (7,0 Mrd. m³).⁷⁹ Die Entwicklung des Erdgasverbrauchs in der Industrie hängt überwiegend von einer stabilen wirtschaftlichen Entwicklung in den oben genannten Produktionszweigen ab. Ebenso wie im Fall des Umwandlungssektors zahlt die Industrie niedrig regulierte Großhandelspreise. Durch die regulierten Gaspreise fördert der Staat das erst seit den letzten Jahren zu verzeichnende Wirt-

schaftswachstum im Industriesektor. Aufgrund der niedrigen regulierten Gaspreisen in den gasintensiven Industrien wie bspw. in der Mineraldüngerproduktion und aufgrund der regulierten Bahntransporttarife⁸⁰ können die Unternehmen trotz der weiten Transportdistanzen zu den europäischen Absatzmärkten gegenüber den inneneuropäischen Produzenten wettbewerbsfähig bleiben.

Eigenverbrauch des Gastransportsystems

Das gesamte Gastransportsystem hat derzeit einen hohen Eigenverbrauch an Erdgas. Mit 35 Mrd. m³ Erdgas (2002) werden 8% des in Russland geförderten Erdgases für die Kompressionsenergie für den Pipelinebetrieb verbraucht. Beispielsweise sind die für die Kompressionsenergie eingesetzten Erdgasmengen in anderen europäischen Ländern wie Großbritannien, Italien, Deutschland bzw. Frankreich so unwesentlich, dass sie in den internationalen Statistiken nicht berücksichtigt werden.⁸¹ Das in den Kompressoren verbrauchte Erdgas stellt eine beachtliche Gasmenge von 33 Mrd. m³ Erdgas im Jahr 2001 dar, mit der in dieser Größenordnung rd. $\frac{3}{4}$ des jährlichen Importbedarfs Frankreichs gedeckt werden kann.⁸²

Auswirkungen der institutionellen Rahmenbedingungen der Gasabsatzmärkte auf die Gasindustrie

Die Subventionspolitik zugunsten der Erdgasverbraucher hat massive Auswirkungen auf das Unternehmen Gazprom. Die niedrigen Erdgaspreise belasten das Unternehmen und erhöhen den Gasverbrauch, da sie keine Anreize zur Energieeinsparung und Erdgassubstitution bieten. Angesichts eines großen Investitionsbedarfs in die Modernisierung des Upstream- und Transportsektors hängt eine weitere Quersubventionierung im russischen Erdgasbinnenmarkt hauptsächlich von der Entwicklung der Exportmärkte des russischen Erdgases ab. Im Weiteren werden der europäische Erdgasbinnenmarkt und der GUS-Absatzmarkt dargestellt.

2.5.2 Gasexporte

Russland ist der größte Gasexporteur der Welt und der wichtigste Gaslieferant für Europa und die GUS-Staaten. Russland exportiert bereits Erdgas seit 1968 in europäische Länder (einschließlich Türkei). Mit dem Gesamtvolumen von 134,2 Mrd. m³ wurde im Jahr 2002 knapp die Hälfte des europäischen Importbedarfes durch Russland gedeckt.⁸³ Die wichtigsten Importeure in Europa waren im Jahr 2002 Deutschland (31,5 Mrd. m³), Italien (19,3 Mrd. m³) und

⁷⁹ IEA (2004a), Part II, S. 165.

⁸⁰ Der Bahntransport zählt in Russland zu den natürlichen Monopolen. Die Transporttarife werden staatlich festgelegt.

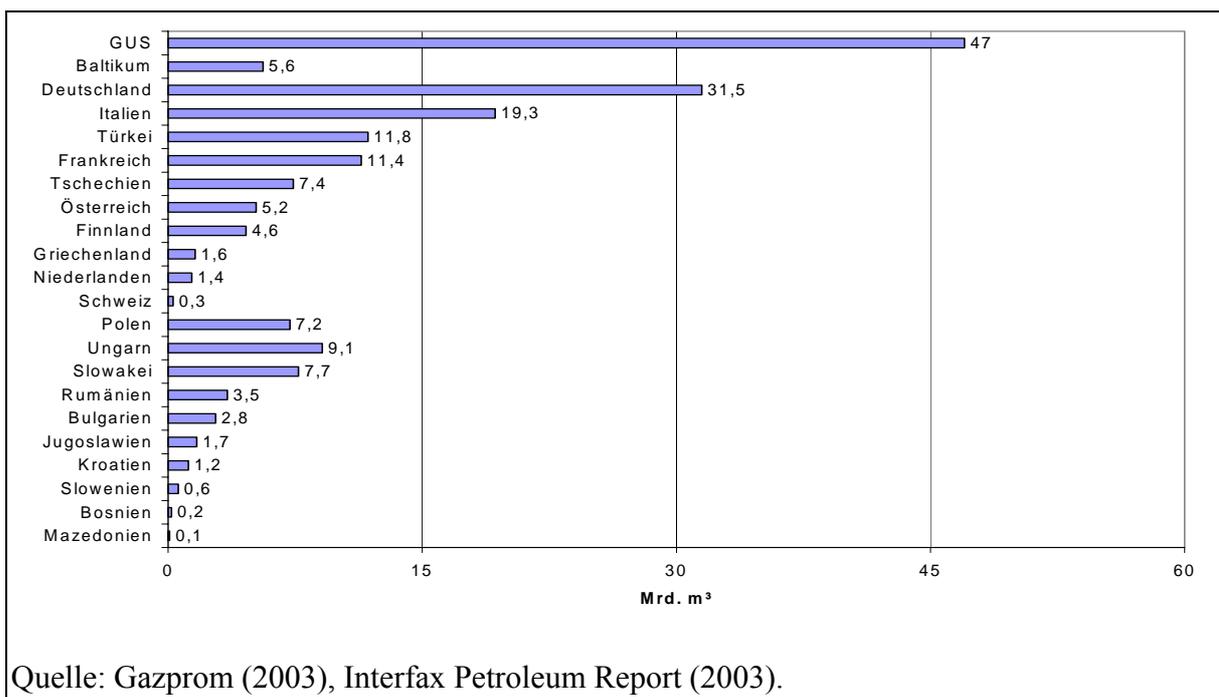
⁸¹ IEA (2004a), Part II, S. 165.

⁸² IEA (2004b), Part II, S. 183.

⁸³ Die gesamteuropäischen Erdgasimporte (einschließlich Baltikum) betragen im Jahr 2002 311,6 Mrd. m³; vgl. Cedigaz (2002), Tab. 6. Die Daten zu Exporten nach Baltikum stammen von Gazprom (2003a), Interfax Petroleum Report (2003).

Frankreich (11,2 Mrd. m³) (Abbildung 2-10). Während Russland in westeuropäischen Ländern größenordnungsmäßig vergleichbare Exportanteile wie andere europäische Anbieter Norwegen, Algerien und Niederlanden in diesen Ländern hält, belaufen sich die Anteile der Gasimporte aus Russland in osteuropäischen Ländern und Baltikum von 70% bis 100%. Auf dem GUS-Markt, der die Lieferungen an die Ukraine, an Moldawien und Weißrussland umfasst, hält Russland die dominierende Position, gefolgt von Turkmenistan.

Abbildung 2-10: Russische Erdgasexporte, 2002; Mrd. m³



Zwischen dem europäischen und GUS-Absatzmarkt bestehen deutliche institutionelle und wirtschaftliche Unterschiede. Der russische Gasexport nach Europa basiert im Wesentlichen auf langfristigen Verträgen. Durch die langfristigen Lieferungen wurden bislang die langfristigen Exporterlöse und die Finanzierungsquellen zur Durchführung von neuen Projekten für Russland gesichert. Der GUS-Absatzmarkt ist aufgrund der volkswirtschaftlichen Transformationsprozesse in diesen Ländern durch eine wesentlich geringere Liquidität und überwiegend einjährige Verträge geprägt. Deshalb werden im Weiteren Exporte nach Europa und in die GUS-Staaten gesondert behandelt.

2.5.2.1 Exporte nach Europa

Die Einnahmen, die Gazprom und dadurch die gesamte russische Gasindustrie durch den Gasexport nach Europa erzielen, leisten einen entscheidenden Beitrag zur Finanzierung der russischen Gasindustrie. Mit den Exporterlösen werden knapp 70% der Gesamteinnahmen aus dem russischen Gasabsatz erzielt (siehe Abschnitt 2.1). Ebenso sind die Erdgasexporte nach Europa derzeit eine der wichtigsten Finanzierungsquellen der russischen Volkswirtschaft. Im Jahr 2002 betrug die Deviseneinnahmen aus Erdgasexporten 16,5 Mrd. US-\$, was rd. 10%

der gesamtrussischen Deviseneinnahmen ausmachte.⁸⁴ Angesichts der oben erwähnten Rolle der russischen Gasindustrie in der staatlichen Allokationspolitik ist die Maximierung der Gewinne auf dem europäischen Erdgasbinnenmarkt eines der wichtigsten Ziele sowohl für Gazprom als auch für die russische Regierung.

Gazprom ist bislang der einzige Exporteur nach Europa. Andere russische Gaslieferanten erhalten bislang kaum Zugang zu den Ferngasleitungen nach Mittel- und Westeuropa. Dies gilt auch für die zentralasiatischen Erdgasexporteure, die derzeit auf die russische Transportinfrastruktur angewiesen sind und bislang keinen Zugang zur direkten Abwicklung der Exporte nach Europa erhielten (siehe Abschnitt 2.5.2.2). Zuständig für den Exportbereich ist die 100%-ige Gazprom-Tochter *Gazexport*.

Hintergründe des europäischen Erdgasbinnenmarktes

Die internationalen Lieferbeziehungen auf dem europäischen Erdgasmarkt basierten seit Aufbau der Gasindustrie bis zum Inkrafttreten der EU-Richtlinie zur wettbewerblichen Öffnung der Erdgasbinnenmärkte im Jahr 1998 praktisch ausschließlich auf langfristigen Lieferverträgen mit durchschnittlichen Laufzeiten von 25-30 Jahren. Die Gasexporte lagen in den einzelnen Exportländern jeweils in einer Hand: Gazexport in Russland, Sonatrach in Algerien, GFU⁸⁵ in Norwegen und Gasunie in den Niederlanden.⁸⁶ Dem standen auf der Seite der Importeure in den einzelnen Ländern dominierende Importgesellschaften gegenüber (Ruhrgas in Deutschland, Gaz de France in Frankreich, ENI in Italien, OMV in Österreich), die sich beim Abschluss langfristiger Bezugsverträge in Konsortien zusammengeschlossen hatten.

Innerhalb der jeweiligen Importländer war Gas-zu-Gas-Wettbewerb ausgeschlossen, entweder durch die Marktstruktur (Gaslieferung durch nur ein Unternehmen oder Dominanz eines Unternehmens) oder vertraglich (wie z.B. in Deutschland durch Demarkations- und Konzessionsverträge). Ebenso war das Ausmaß der oligopolistischen Konkurrenz zwischen den Exportgesellschaften durch lange Vertragslaufzeiten und Gebietschutzklauseln in den langfristigen Lieferverträgen (Verbot des Reexportes des importierenden Erdgases in weitere Staaten) begrenzt.

Durch die EU-Richtlinie Erdgas wurden im Jahr 1998 tief greifende Prozesse der Liberalisierung des europäischen Erdgasbinnenmarktes eingeleitet, die wesentliche Veränderungen in der Struktur der Gasversorgung der EU-Länder schaffen und somit einen direkten Einfluss auf die Erdgasexporteure nehmen. Zum einen können sich die Exporteure aufgrund der Einführung der Neuregelung für die Gasdurchleitung und der Abschaffung von unterschiedlichen Lieferbeschränkungen an dem unmittelbaren Wettbewerb um die Endverbraucher beteiligen

⁸⁴ Goskomstat (2002a), S. 26.

⁸⁵ Die GFU (eng. GNC - Gas Negotiation Committee) war in Form eines staatlichen Erdgasverhandlungsausschusses für die Abwicklung der gesamten norwegischen Erdgasexporte organisiert und wurde am 1.10.2002 vollständig aufgelöst.

⁸⁶ Z.B. Finon/Locatelli (2002), Tab. 19, S. 16.

und Erdgas auch kurzfristig im Downstream-Sektor direkt absetzen. Zum anderen ist im Zuge der Liberalisierung ein tendenzieller Wandel der Oligopolstruktur der Exporteure zu verzeichnen. Im Oktober 2002 wurde der norwegische staatliche Erdgasverhandlungsausschuss GFU aufgehoben. Damit erhielten die Produzenten SDFI, Statoil, Norsk Hydro sowie andere Fördergesellschaften unbeschränkte Exportmöglichkeiten für Erdgas.⁸⁷ Außerdem kann zukünftig aufgrund einer steigenden Erdgasimportabhängigkeit der EU mit einem Anstieg von LNG-Lieferungen aus neuen Anbieterländern wie Nigeria, Trinidad oder Katar gerechnet werden.

Zukunft des Exportmonopols von Gazprom im Zuge der Liberalisierung des EU-Marktes

Exportmonopole sind durch die Bündelung der Anbieterinteressen ein Instrument, das Angebotsoligopol auf dem europäischen Erdgasmarkt zu stabilisieren und sich somit vor einem steigenden Wettbewerbsdruck zu schützen. Die Wirksamkeit des Exportmonopols wird in Zukunft auch davon abhängen, in welchem Umfang neue Anbieter (z.B. Katar, LNG) versuchen werden, durch einen Preiswettbewerb Marktanteile zu gewinnen. Mit zunehmender Anzahl von Wettbewerbern sinkt die Wahrscheinlichkeit, dass es den etablierten Anbietern gelingen wird, durch ein oligopolistisches Parallelverhalten Preise und Margen zu stabilisieren.

Aufgrund der zunehmend hohen Bedeutung der russischen Erdgasproduktion für den europäischen Markt, würde ein russisches Exportmonopol jedoch auch bei steigender Wettbewerbsintensität die Möglichkeit besitzen, durch eine Mengenpolitik Preise und Margen zu beeinflussen (Swing Supplier). Eine Auflösung des russischen Exportmonopols und der Eintritt weiterer russischer Produzenten auf den europäischen Erdgasmarkt könnte im Gegenzug zu einer Verschärfung des Wettbewerbs führen und dadurch zu einer Rentenverschiebung zugunsten der Importländer und zulasten Russlands.

Mit einer freiwilligen Aufhebung des russischen Exportmonopols kann daher nicht gerechnet werden. Impulse für eine Aufhebung des Exportmonopols können jedoch durch den steigenden Druck durch die EU im Rahmen von Handelsabkommen ausgelöst werden. Das jüngste Beispiel bildet hierfür der geplante Beitritt Russlands in die World Trade Organisation (WTO). Seit 2002 finden Verhandlungen zwischen der russischen Regierung und der EU-Kommission statt. Ein Diskussionspunkt ist die Abschaffung des Exportmonopols durch die russische Regierung.⁸⁸

Eine Beibehaltung des Exportmonopols kann Gazprom jedoch nicht vor einem steigenden Wettbewerbsdruck schützen. Der Markteintritt neuer Produzenten und die zunehmende Bedeutung von LNG werden zukünftig zu einem verstärkten Produzentenwettbewerb führen.

⁸⁷ Vgl. Midttun, A./Handeland, J./Wenstop, S. (2003), S. 90ff.

⁸⁸ Z.B. Interfax (10/10/2003).

Langfristige Lieferverträge der Gazprom

Rund 80% der Lieferungen von Gazprom nach Europa basieren auf langfristigen Verträgen, die restlichen 20% entfallen auf einjährige Verträge.⁸⁹ Die meisten Exportverträge wurden noch in der Zeit der sowjetischen Gasindustrie in den 70-er und 80-er Jahren abgeschlossen. Das Konzept des langfristigen Vertrages war zum damaligen Zeitpunkt durch den Entwicklungsstand des internationalen Erdgashandels und durch die enorme Kapitalintensität der Infrastruktur bedingt. Aus diesem Grund erhielten die Produzenten die Sicherheit, ihre hochspezifischen Investitionen in die Erdgasinfrastruktur zu amortisieren. Demgegenüber konnten die Erdgasimporteure einen langfristigen Erdgasabsatz absichern. Die langfristigen Verträge enthalten so genannte Take Or Pay-Klauseln und Preisanpassungsklauseln.⁹⁰ Bei Take Or Pay-Verträgen ist der Abnehmer verpflichtet, in jedem Jahr eine bestimmte, im Vertrag festgelegte, Mindestmenge auch im Fall der Nichtabnahme zu bezahlen. Vertraglich ist in der Regel die Möglichkeit vorgesehen, in einem Jahr nicht abgenommene aber bezahlte Liefermengen innerhalb einer bestimmten Periode nachzubeziehen. In der Regel beträgt die Mindestabnahmemenge mindestens 80% der gesamten kontrahierten Liefermenge.⁹¹ Der größte Teil des Mengenrisikos wird vom Abnehmer getragen. Während der Gaskäufer die Nachfrage auf einem bestimmten Niveau halten muss, ist der Gasanbieter demgegenüber verpflichtet, den Abnehmern ausreichende Gasmengen bereitzustellen.

In der Regel sind die Preise bei langfristigen Erdgasverträgen an die Preise von Konkurrenzprodukten, insbesondere an Heizölpreise (teils an Preise für schweres Heizöl, teils an leichtes Heizöl) gebunden. Der überwiegende Teil der geltenden Verträge von Gazprom enthält eine Heizölpreisbindung. Die Bindung des Gaspreises an den Heizölpreis ist historisch bedingt, da der überwiegende Anteil der Gasvolumina in Europa auf dem Wärmemarkt verbraucht wird. Erdgas trat erst in den 70-er Jahren als Substitut auf dem Wärmemarkt in Konkurrenz zum Heizöl ein. Die Preisanpassung ermöglichte dadurch eine wirksame Substitutionskonkurrenz zwischen Erdgas und Heizöl auf den Enverbrauchermärkten der von Erdgasimporten abhängigen Länder. Gleichzeitig übernehmen die Gasproduzenten mit der Heizölpreisbindung zum Großteil das Preisrisiko (siehe Abbildung 2-11).

Bei schrumpfendem Wärmemarkt wird sich der Erdgasverbrauch in Europa verstärkt zur Stromerzeugung hin verschieben, wo andere Wettbewerbsverhältnisse als auf dem Wärmemarkt herrschen.

Die Abhängigkeit von den Exporterlösen stellt ein Risiko für die Stabilität der russischen Gaswirtschaft dar. Sollten die Preise auf dem europäischen Markt sinken, wird nicht nur die Aufrechterhaltung niedriger Gaspreise auf dem russischen Binnenmarkt, sondern auch die Finanzierung zukünftiger Investitionen schwer zu realisieren sein. Aus diesem Grund kann die

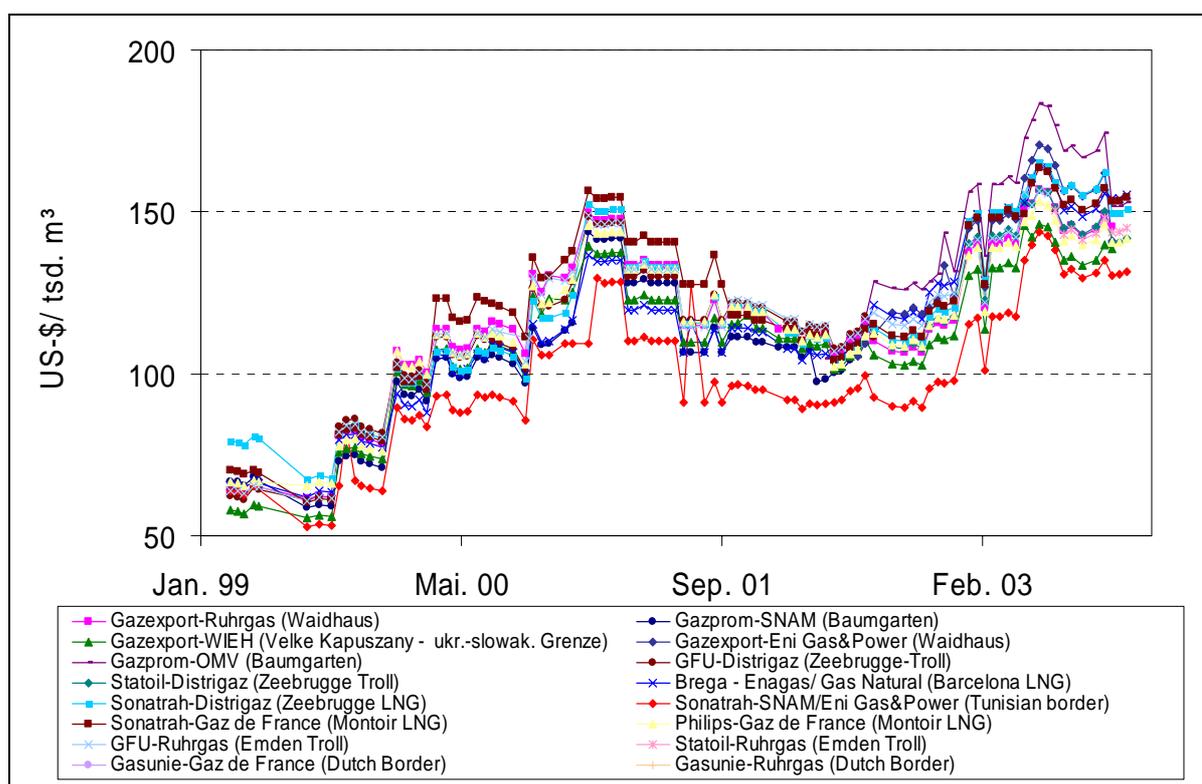
⁸⁹ IEA (2002b), S. 136.

⁹⁰ Vgl. Funk, C./Millgramm, C./Schulz, W. (1995), S. 78.

⁹¹ Vgl. Däuper, O. (2002), Kap. 2.4.2.1.

Stabilität der russischen Gaswirtschaft nur so lange abgesichert sein, so lange es Gazprom gelingen wird, ein hohes Preisniveau in Europa aufrechtzuerhalten, das die Erzielung der Deckungsbeiträge zur Finanzierung der anstehenden Investitionen und der Quersubventionierung des Inlandsmarktes ermöglicht. Dies scheint zumindest vor dem Hintergrund eines erheblichen Kapitalbedarfs und der Preisrisiken auf den Exportmärkten sehr fraglich.

Abbildung 2-11: Großhandelspreise für Erdgas in Europa, 1999-2003; US-\$/ Tsd. m³



Quelle: Eigene Darstellung auf der Basis von European Gas Markets, Jahrgänge 1999-2003.

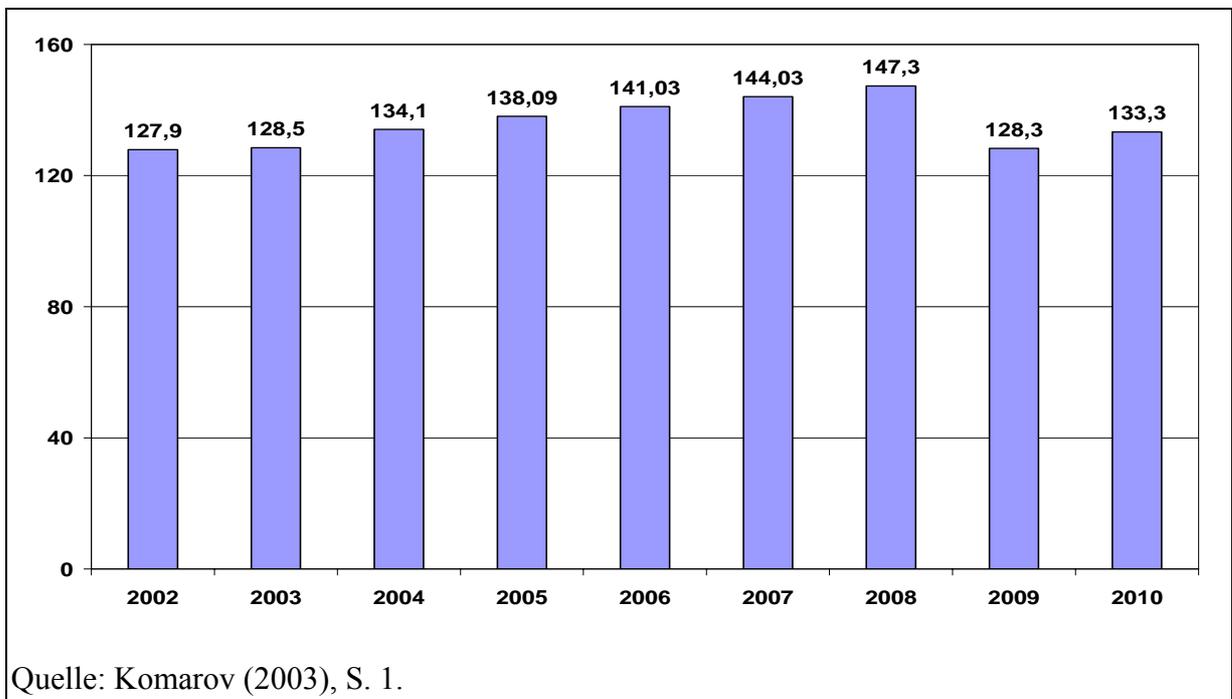
Die langfristigen Take Or Pay-Verträge sind wichtig für Gazprom, weil sie bislang zu einer langfristigen Beschaffung von Kapital für die Entwicklung von neuen Projekten beitragen.⁹² Beispielsweise erhielt Gazprom in den neunziger Jahren trotz der deutlichen Finanzierungsschwierigkeiten im Zeitraum 1993-1999 neue Kredite von internationalen Banken in Höhe von 15,9 Mrd. US-\$⁹³ für die Durchführung von neuen Projekten wie Blue Stream, Jamal- Europa und die Entwicklung des Gasfeldes Zapoljarnoe.

Aufgrund der entscheidenden Rolle der Erdgasexporte in der russischen Gasindustrie sind unter ökonomischen und strategischen Gesichtspunkten die langfristigen Verträge weiterhin von Relevanz für Gazprom. Entsprechend der bestehenden Mindestabsatzverpflichtungen aus dem Jahr 2003 müssen die gesamten europäischen Exporte von Gazprom mindestens 147 Mrd. m³ im Jahr 2008 erreichen. (Abbildung 2-12). Dies verlangt eine wesentliche Steigerung der Ex-

92 Vgl. Miller, A (2003b), S. 2.

porte nach Europa. Die zusätzlichen Exporte von Gazprom werden angesichts der bestehenden Probleme der Erdgasproduktion zum Großteil durch Importe aus Zentralasien kurzfristig abgesichert (s. u. Abschnitt 2.5.2.2).

Abbildung 2-12: Mindestabsatzverpflichtungen von Gazprom aus laufenden Exportverträgen mit europäischen Importeuren in 2003; Mrd. m³



Änderungen in den Lieferbeziehungen im Zuge der Liberalisierung und Einfluss auf Gazprom

Der Liberalisierungsprozess auf dem europäischen Gasmarkt führt zu einer stärkeren Flexibilität in den langfristigen Importverträgen und zur Entwicklung kurzfristiger Handelsformen. Verschiedene Beschränkungen für Gasimporteure, die in langfristigen Verträgen verankert sind, wurden abgeschafft. Der Artikel 81 des europäischen Kartellrechts sieht eine vollständige Aufhebung des vor der Liberalisierung bestehenden Reexportverbots (sog. Gebietsschutzklauseln) und der Demarkationsabreden bei langfristigen Verträgen vor.⁹⁴

Im Jahr 2002 hat Gazprom neue langfristige Verträge mit Gaz de France und dem polnischen Gasversorger PGNiG gemäß der Regelung des Artikels 81 ohne Reexportverbote abgeschlossen. Darüber hinaus wurde im Jahr 2003 das Reexportverbot im laufenden Vertrag mit der italienischen ENI aufgehoben. Für 2004 wird auch die Aufhebung des Reexportverbots im Rahmen der Langfristverträge mit der deutschen Ruhrgas und der österreichischen OMV er-

⁹³ Heinrich, A. (1999), Tab. 3, S. 14-15.

⁹⁴ Vgl. Baur, J.F. (2001), S. 18ff.

wartet.⁹⁵ Importeure erhalten das Recht, unter langfristigen Verträgen bezogene Gasmengen zu reexportieren.

Die Abschaffung des Reexportverbots hat einen unmittelbaren Einfluss auf die Verstärkung des Preiswettbewerbs zwischen den Erdgasproduzenten. Dies lässt sich am folgenden Beispiel erklären. Derzeit gibt es wesentliche Unterschiede zwischen den Grenzübergangspreisen der einzelnen Exporteure für die verschiedenen Importgesellschaften. Beispielsweise verkaufte Gazprom im Dezember 2003 Erdgas an OMV zu 1,23 Euro-Cent/ kWh und an ENI am gleichen Übergabepunkt *Baumgarten* zu 1,12 Euro-Cent/ kWh.⁹⁶ Diese Preisunterschiede sind durch die unterschiedlichen Preise bei langfristigen Verträgen bedingt. Aufgrund der Aufhebung des Reexportverbots bekommt ENI also die Möglichkeit dieses Gas durch die Ausnutzung der daraus resultierenden Arbitragemöglichkeiten gewinnbringend in andere Länder zu reexportieren. So plant ENI, im Laufe der nächsten fünf Jahre erhebliche Gasmengen in anderen Ländern wie Deutschland und Österreich abzusetzen. Auch kann weiterhin mit Reexporten des russischen Erdgases durch Ruhrgas, OMV und PGNiG gerechnet werden, die ebenso die Möglichkeiten erwerben, die aus Russland bezogenen Erdgasmengen in andere Länder zu reexportieren.⁹⁷

Die Ausnutzung der Arbitragemöglichkeiten durch die Importgesellschaften würde einen verstärkten Wettbewerbsdruck auf die Produzenten ausüben. Dies kann zur Abschaffung der bestehenden Preisunterschiede und potenziell zu einer Angleichung der Gaspreise von einzelnen Exporteuren aufgrund der verbesserten Verhandlungsposition der Importgesellschaften führen. Durch die verbesserten Verhandlungspositionen der Importeure verstärkt sich, sogar bei einer beschränkten Exportanbieterzahl auf der Importstufe, der Preiswettbewerb zwischen den Exportgesellschaften. Dabei ist davon auszugehen, dass in der Zukunft eine höhere Anzahl der Gasanbieter auf der Importsstufe zu einer Verstärkung des Preiswettbewerbs und somit zu einer Verstärkung des Margendruckes auf die Erdgasproduzenten u. a. auf Gazprom führen kann.

Außerdem muss berücksichtigt werden, dass es bei allen neuen langfristigen Verträgen keine Gebietschutzklauseln mehr geben wird, so dass sich die Verhandlungsposition der Importgesellschaften zukünftig verbessert wird. Dies kann bereits mittelfristig zu Preisverhandlungen bei bestehenden und zur Verbesserung der Verhandlungskonditionen für den Abschluss von neuen Verträgen für Importeure führen. Ebenso können die Importgesellschaften durch den Reexport des Erdgases ihr Bezugsportfolio stärker diversifizieren. Langfristig gesehen schafft Artikel 81 des EU-Kartellrechts damit die Grundlage zu einer verstärkten Diversifizierung der Importbezugsquellen für Importeure und dadurch zu einer möglichen Verringerung

⁹⁵ Vgl. EGM (15/10/2003), S. 1, 7.

⁹⁶ EGM (17/12/2003b), S. 15.

⁹⁷ EU-Kommission (2003), S. 2.

der Laufzeiten bei langfristigen Verträgen aufgrund ihrer verbesserten Verhandlungspositionen.

Insgesamt ergibt sich, dass Gazprom mit einem zunehmenden Margendruck bei den langfristigen Take Or Pay-Verträgen rechnen muss. Um die Frage zu beantworten, ob Gazprom einem tendenziell steigenden Margendruck im Upstream- Bereich infolge der Liberalisierung des EU-Markts durch eine eventuelle Erzielung von zusätzlichen Margen im Downstream-Bereich entgegenwirken kann, werden im Weiteren die kurzfristigen Lieferungen von Gazprom und die Kapitalbeteiligungsstrategie auf dem EU-Erdgasbinnenmarkt dargestellt.

Kurzfristige Lieferungen

Im Zuge der Liberalisierung des europäischen Gasmarkts geht Gazprom dazu über, kurzfristige Verträge über kleinere Liefermengen abzuschließen, um den Erdgasabsatz zu diversifizieren und sich an die veränderten Lieferbedingungen auf dem liberalisierten Markt anpassen zu können. Seit 2002 vermarktet Gazprom zusätzlich Erdgas (3 Mrd. m³) auf den Spotmärkten in Großbritannien und in Belgien. Bezogen wird dieses Gas von dem Joint Venture Kaz Roz Gas, das Gazprom mit dem kasachischen Staatsunternehmen Kaz Munai Gas in Kasachstan zur Vermarktung von Gaskondensat aus dem Feld Karatschaganak gegründet hat. Mit dem italienischen Stromversorger ENEL schloss Gazprom einen kurzfristigen Vertrag über Gaslieferungen in Höhe von 3 Mrd. m³ pro Jahr in 2002 ab.⁹⁸ Es wird deutlich, dass Gazprom verstärkt an Direktabsatz ohne Einschalten von Zwischenhändlern interessiert ist, wobei der Anteil der kurzfristigen Direktlieferungen von Gazprom gemessen an den gesamten Exportlieferungen nach Europa noch sehr gering ist.

Ob kurzfristige Lieferungen die Marge insgesamt erhöhen, erscheint fraglich. Bei einer kurzfristigen Direktlieferung des Produzenten an den Endkunden steht dieses Gas in der Regel im Wettbewerb mit dem eigenen Gas aus langfristigen Verträgen. Nach Angaben von Gazprom rechnet das Unternehmen mit der Erzielung von höheren Margen aus kurzfristigen als aus langfristigen Verträgen. Dies würde für den Produzenten einen Anreiz zur verstärkten Entwicklung dieses Geschäftsfeldes schaffen. Demgegenüber erwartet der Endverbraucher vom Gasproduzenten einen geringeren Gaspreis als bei einem anderen auf dem Markt tätigen Gas Händler.⁹⁹

Vorwärtsintegration im Mid- und Downstream-Sektor

Seit Ende der 80er Jahre verfolgt Gazprom die Strategie der vertikalen Vorwärtsintegration auf den Binnenmärkten der europäischen Länder, um die eigene Marktposition langfristig abzusichern. In Westeuropa handelt es sich im Wesentlichen um Handelshäuser, die Gazprom als Joint Venture gemeinsam mit ortsansässigen Unternehmen gegründet hat. Diese Handelshäuser beziehen Erdgas direkt von Gazprom und vermarkten dieses auf dem lokalen Gas-

⁹⁸ Vgl. Uglov, A. (2002).

⁹⁹ Vgl. Komarov, J. (2004).

markt. Außerdem verfügt Gazprom über Direktbeteiligungen an Ferngasnetzbetreibern, die Direktimporte beziehen. Dazu gehört das Joint Venture Wingas von Gazprom (35%) mit Wintershall (65%). Im Zuge der Privatisierung der ostdeutschen Gaswirtschaft hat Gazprom einen Anteil von 5% am ostdeutschen Ferngasnetzbetreiber VNG übernommen. In Osteuropa ist Gazprom überwiegend an Ferngastransport- und Verteilungsunternehmen beteiligt, wodurch Gazprom indirekt an der Gewinnerzielung auf den Endverbrauchermärkten partizipiert (Tabelle 2-11).

Die Motive der Vorwärtsintegration der auf dem Markt etablierten Exportgesellschaften wurden in der Mitte der neunziger Jahre in theoretischen und empirischen Studien dargestellt.¹⁰⁰ Funk/Millgramm/Schulz analysieren, welche Strategien die Gasproduzenten durch die Gründung der Handelshäuser verfolgen und ob die Handelshäuser unter einem verstärkten Wettbewerb auf dem europäischen Gasmarkt Wettbewerbsvorteile gegenüber den spezialisierten Zwischenhändlern haben können. In der Studie wurde dargestellt, dass die Handelshäuser nicht unbedingt bessere Bezugskonditionen bei ihrer Mutterproduktionsgesellschaft als andere Zwischenhändler gewinnen würden, da eine dauerhafte Subventionierung der Downstream-Kette nicht im Interesse des Produzenten liegen kann. Darüber hinaus können die mit den Handelshäusern konkurrierenden Zwischenhändler ihre Spezialisierungsvorteile im Gashandel besser als die etablierten Gasproduzenten ausnutzen. Deswegen wird in der Studie davon ausgegangen, dass die Gründungen von und Beteiligungen an Handelsgesellschaften für den Produzenten einen ersten Schritt zum Markteintritt auf den europäischen Binnenmärkten darstellt, bevor in einem weiteren Schritt durch die Beteiligung an Versorgungsunternehmen mit Netz die gesamte Wertschöpfungskette integriert wird.¹⁰¹

Ziel dieser Strategie ist neben der Partizipation an den Margen der zusätzlichen Wertschöpfungsstufen auch eine Absicherung gegen Margenverschiebung zwischen den Wertschöpfungsstufen durch Regulierung und Wettbewerbseffekte.

¹⁰⁰ Z.B. Funk, C./Millgramm, C./Schulz, W. (1995), S. 181-182.

¹⁰¹ Vgl. Funk, C./Millgramm, C./Schulz, W. (1995), S. 182.

Tabelle 2-11: Beteiligungen von Gazprom in West- und Osteuropa und in der Türkei, 2003

Land	Joint Venture	Marktaktivitäten	Anteil von Gazprom	Kooperationspartner
Westeuropa				
Österreich	GWH	Erdgashandelshaus	50%	OMV (50%)
Niederlande	Peters-gaz	Erdgashandelshaus	51%	
Deutschland	WINGAS GmbH	Ferngastransport, Speicherung, Großhandel	35%	Wintershall (65%)
	WIEH	Erdgashandelshaus	50%	Wintershall (50%)
	VNG	Ferngastransport und Großhandel	5%	
Finnland	Gasum Oy	Ferngastransport und Großhandel	25%	Fortum (25%), Ruhrgas(20%)
Frankreich	Fragaz	Erdgashandelshaus	50%	Gaz de France (50%)
Italien	Promgaz	Erdgashandelshaus	50%	SNAM RETE Gas (50%)
	Volta	Ferngastransport und Großhandel	49%	
UK/ Belgien	Interconnector	Gaspipeline zwischen Bacton (UK) und Zeebrugge (Belgien)	10%	
Osteuropa				
Ungarn	Panrusgaz	Gasverteilung und Vertrieb	33%	MOL(50%)
Bulgarien	Overgaz Inc.	Gasverteilung und Vertrieb	50%	Multigroup Bulgargaz (50%)
	Topenergy	Großhandel und Ferngastransport	50%	
Polen	EuroPolGaz s.a.	Ferngastransport	48%	PGNiG (48%)
Slowakei	Slovrusgaz	Gasverteilung und Vertrieb	50%	Ruhrgas und Gaz de France (jeweils 16,3%)
	SPP	Ferngastransport, Gasverteilung; Gashandel	16,3%	
Slowenien	Tagdem	Erdgashandelshaus	7,6%	Petrol (92,4%)
Serbien und Montenegro	Progress Gas Trading	Erdgashandelshaus	50%	
	JugoRosGaz	Ferngastransport und Großhandel	50%	
Türkei	Turusgaz	Erdgashandelshaus	45%	
	Gama-Gazprom	Erdgashandelshaus	50%	Gama 50%

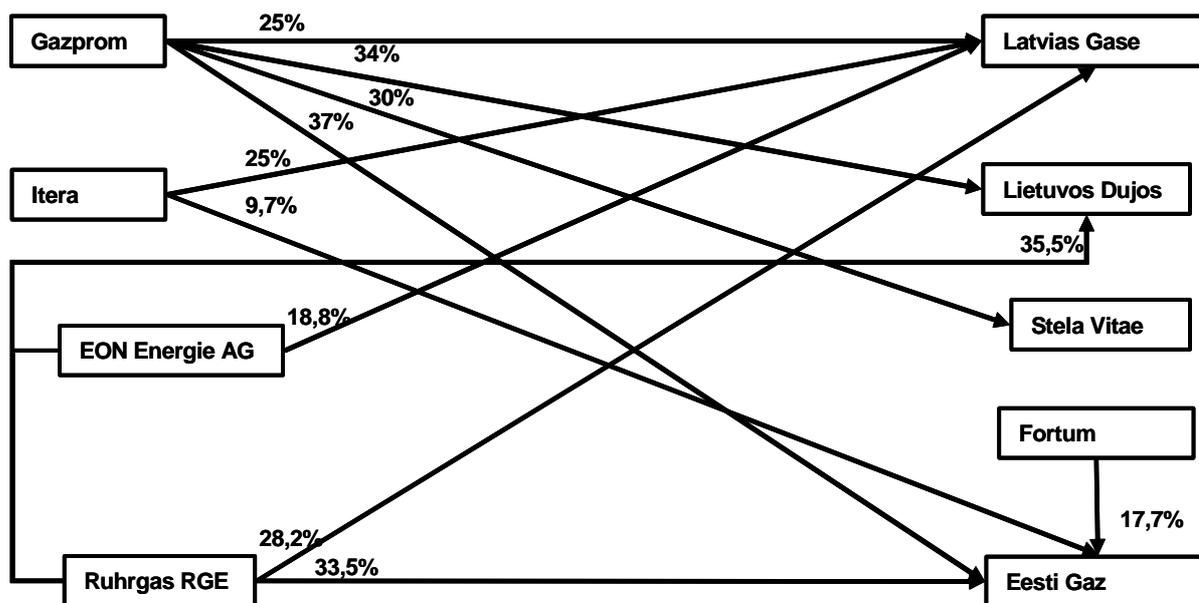
Quelle: Eigene Darstellung auf der Basis von Gazprom, Heinrich (1999) und anderen Quellen.

Es ist zu beobachten, dass Gazprom in den letzten Jahren intensiv die Strategie der vollständigen Vorwärtsintegration auf den europäischen Binnenmärkten verfolgt. Im Jahr 2002 hat Gazprom einen Anteil von 16,3% des Aktienkapitals an dem vollständig vertikal integrierten slowakischen Gasversorger SPP übernommen.

Gazprom strebt ebenso einen Anteilserwerb an dem ungarischen Unternehmen MOL an, das sowohl auf der Produktions- als auch auf der Ferngasstufe tätig ist.¹⁰²

Auf den Gasmärkten der baltischen Staaten¹⁰³ ist eine intensive Vorwärtsintegration durch Gazprom und durch das russische Unternehmen Itera ¹⁰⁴ zu beobachten. Derzeit beziehen die baltischen Staaten ihre gesamten Gaslieferungen aus Russland. In Lettland wird der Gasmarkt durch das vollständig vertikal integrierte Unternehmen Latvias Gaze bestimmt. Gazprom und Itera halten jeweils 25% des Aktienkapitals an Latvias Gaze. Auf dem estnischen Gasmarkt sind Gazprom (37%) und Itera (9,7%) mit einer Beteiligung am einzigen Gasversorger Eesti Gas aktiv, während in Litauen nur Gazprom einen Anteil von 34% des Aktienkapitals an Lietuvos Dujos hält. Lietuvos Dujos ist der alleinige Betreiber des Gastransport und – Verteilungssystems in Litauen und setzt rund 30% der gesamten Gasabsatzmenge auf dem Binnenmarkt in Litauen ab. Gazprom ist jedoch zusätzlich mit 30% an Stela Vitae, dem größten litauischen Gasimporteure beteiligt (siehe Abbildung 2-13).

Abbildung 2-13: Aktionäre der Gasversorgungsunternehmen im Baltikum, 2003



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an WEC (2003), S. 19, 21, 23-24.

Bei der Übernahme von Kapitalanteilen an osteuropäischen und baltischen Gasversorgern sind folgende Merkmale zu beachten:

- Diese Märkte werden überwiegend mit Erdgas aus Russland versorgt, so dass eine starke kurz- und mittelfristige Diversifizierung der Gasbezugsquellen aufgrund der

¹⁰² Vgl. Neftgaz (03/09/2003).

¹⁰³ Die neuen baltischen EU-Beitrittsländer wurden bislang auf der Basis der kurzfristigen einjährigen Lieferverträge von Gazprom beliefert. Zu Hintergründen der Lieferbeziehungen siehe Abschnitt 2.5.2.2.

¹⁰⁴ Siehe Abschnitt 2.5.2.2.

laufenden langfristigen Lieferverträge mit Gazprom begrenzt ist. Hierdurch wird Gazprom auch zukünftig weiterhin eine starke Marktposition behalten.

- Die Gaswirtschaften der osteuropäischen Länder befinden sich noch wegen der Privatisierung und der im Zuge des EU-Beitritts geplanten Liberalisierung der Märkte in der Restrukturierungsphase. Es kann zukünftig ebenso mit einem verstärkten Engagement der kapitalstarken westeuropäischen Energieversorgungsunternehmen gerechnet werden.

Die Tendenz zur vollständigen Vorwärtsintegration in den osteuropäischen Gaswirtschaften wirkt aber generell dem Liberalisierungsprozess im gesamteuropäischen Gasmarkt entgegen. Sie beschränkt die Möglichkeiten der Diversifizierung der Bezugsquellen für Importeure und verringert die Wettbewerbswirkung, da dies zu einer Abhängigkeit der Unternehmen, an denen der Gasproduzent beteiligt ist, von den Gasbezügen der Produzenten und dementsprechend zu einer Unflexibilität der Bezugspreise, führen würde. Die Praxis zeigt, dass ein Markteintritt von Gasproduzenten in die Binnenmärkte der Länder mit einem fortgeschrittenen Liberalisierungsprozess und diversifizierten Gasaufkommen nicht erwünscht ist. Das klassische Beispiel ist dazu der Verkauf des 32%-Anteils von E.ON und Ruhrgas am Ferngasnetzbetreiber VNG in Deutschland in 2003. Obwohl Gazprom und der französische Gasmonopolist Gaz der France ein starkes Interesse an dem VNG-Anteil zeigten, wurde der Anteil an den norddeutschen Regionalgasversorger EWE verkauft. Während Gazprom durch die Beteiligungen in einigen osteuropäischen Ländern und im Baltikum ihre Marktanteile langfristig sichert und von den Margen aus dem Down-Stream-Bereich profitieren wird, ist die Vorwärtsintegration in den westeuropäischen Ländern mit einem diversifizierten Gasaufkommen fraglich. Die europäischen Länder mit einer relativ großen Anzahl privater Unternehmen in der Gaswirtschaft wie bspw. Deutschland zeigen im Gegenzug die Tendenzen zur Stärkung der Marktkonzentration durch nationale Energiekonzerne. Da der überwiegende Teil der russischen Erdgasmengen jedoch in westeuropäischen Ländern wie Deutschland, Frankreich oder Italien abgesetzt wird, bleibt festzuhalten, dass der aufgrund der Reexporte steigende Margendruck auf Gazprom nur in einem relativ geringen Umfang durch die Beteiligung im Down-Stream- Sektor vermindert werden kann.

2.5.2.2 Exporte in die GUS-Staaten

Der Gasmarkt der GUS-Staaten ist nach dem Zusammenbruch der Sowjetunion im Jahr 1991 entstanden. Vor 1991 befand sich das gesamte sowjetische Erdgasversorgungssystem vollständig im Eigentum des Staatkonzerns Gazprom.¹⁰⁵ Mit dem Zerfall der Sowjetunion ergaben sich für Gazprom neue Eigentumsverhältnisse, weil die neuen Staaten der GUS Vermögensanteile von Gazprom auf ihrem Territorium als ihr Eigentum erklärten. Neben dem Kontrollverlust über lukrative Erdgasfördergebiete in Zentralasien erfolgte auch der Kontrollverlust über den Gastransit nach Ost- und Westeuropa durch Weißrussland, Moldawien und durch die

¹⁰⁵ Zur Restrukturierung und Privatisierung von Gazprom siehe Abschnitt 4.2.

Ukraine.¹⁰⁶ Gazprom hat also nach der Auflösung der Sowjetunion mit den veränderten Eigentumsverhältnissen in den souveränen Staaten zum größten Teil die GUS-Kunden übernommen, mit denen nun die Export- und Transitgeschäfte abgewickelt werden sollten.

Institutionelle Besonderheiten des GUS-Gasmarktes

Derzeit zeichnet sich der GUS-Gasabsatzmarkt immer noch durch eine Reihe von Faktoren aus, die ein lukratives Gasgeschäft für die russischen Gasexporte in den neunziger Jahren verhindert haben und immer noch für den Gashandel mit GUS-Staaten entscheidend sind. Dazu gehören vor allem die Zahlungsausfälle und Bartergeschäfte. Aufgrund der Transformationsprozesse nach Auflösung der Sowjetunion gerieten viele Unternehmen in den ehemaligen sowjetischen Republiken in den neunziger Jahren in wirtschaftliche Schwierigkeiten, die insbesondere auch für die Gaslieferanten häufige Zahlungsausfälle zur Folge hatten. Um Unternehmensinsolvenzen in großem Umfang zu vermeiden und damit den Absatzmarkt zu sichern, wurde die Bezahlung von Gaslieferungen in Form von Tauschhandel (Bartergeschäfte) akzeptiert.

Durch neue Regelungen (Vorschusszahlung und Unterbrechung der Gaslieferungen bei Pflichtverletzung durch den Vertragspartner) konnte Gazprom die Zahlungsrate für Gaslieferungen auf dem GUS-Markt in den letzten Jahren deutlich steigern. Derzeit leisten die GUS-Kunden bereits Vorauszahlungen, um sich bei Gazprom als zuverlässige Partner zu etablieren. Beispielsweise belief sich die Zahlungsrate von Moldawien auf 120% im Jahr 2000. Weißrussland und Ukraine zahlten 100% bzw. 90% für das im Jahr 2000 importierte Erdgas. Trotzdem bleibt die Zahlungssituation nicht vollständig gelöst. In 2003 betrugen die gesamten Schulden der GUS-Staaten nach Angaben von Gazprom 2,2 Mrd. US-\$, die sich zu rd. 2/3 aus Verbindlichkeiten der Ukraine (1,46 Mrd. US-\$) zusammensetzten. Der Rest entfällt auf Moldawien (607 Mio. US-\$) und Weißrussland (99 Mio. US-\$).¹⁰⁷

Die Zahlungsschwierigkeiten führten dennoch zu einem erheblichen Rückgang der Gaslieferungen durch Gazprom auf dem GUS-Markt, weil die fehlenden Kapitaleinnahmen notwendige Investitionen in die eigene Förderung und Modernisierung des Transportsystems unmöglich machten. Als Konsequenz hat Gazprom sich teilweise aus dem GUS-Gasmarkt zurückgezogen und insbesondere zahlungsschwache GUS-Kunden aufgegeben. In der Mitte der neunziger Jahre wurden sowohl Ukraine, Weißrussland und Moldawien als auch Armenien, Georgien und Kasachstan von Gazprom mit russischem Erdgas beliefert. Derzeit ist nur Weißrussland ausschließlich auf die russischen Erdgasexporte angewiesen. Die Ukraine und Moldawien beziehen Erdgas nur zu rd. der Hälfte aus Russland. Die kaukasischen Republiken und Kasachstan werden ausschließlich durch die zentralasiatischen Republiken Turkmenistan und Usbekistan versorgt.

¹⁰⁶ Vgl. PetroStudies Co. (1998), S.21ff.

¹⁰⁷ Vgl. EGM (15/09/2004), S.6; vgl. Gazprom (2003e).

Im Jahr 2002 wurden gut 80% (38,2 Mrd. m³) der russischen Erdgasexporte in die GUS-Staaten¹⁰⁸ von Gazprom getätigt. Die übrigen Exportanteile entfielen auf die in Russland tätigen unabhängigen Produzenten und Zwischenhändler (siehe Kapitel 4). Gazprom exportiert derzeit Erdgas in die GUS-Staaten (Ukraine, Weißrussland, Moldawien) auf der Basis von einjährigen Verträgen. Die Verträge von Gazprom basieren in der Regel auf bilateralen Staatsabkommen zwischen der russischen Regierung und den Regierungen der jeweiligen Länder. Die Preise sind in der Regel Festvertragspreise und zum Großteil nicht nur durch die Kosten, sondern durch die politischen Beziehungen zwischen den jeweiligen Ländern bedingt. Beispielsweise bezog Moldawien von Gazprom 2,1 Mrd. m³ Erdgas im Jahr 2002 und zahlte einen Gaspreis von 80 US-\$/Tsd. m³, gemäß dem bilateralen Staatsabkommen von 29.11.2001. Demgegenüber bezog Weißrussland von Gazprom 10,2 Mrd. m³ im Jahr 2002 zum Gaspreis von 30 US-\$/Tsd. m³, gemäß dem Staatsabkommen von 12.04.2002, der den regulierten russischen Großhandelspreisen in der Region West entspricht.¹⁰⁹

Die Ukraine ist mit 26 Mrd. m³ im Jahr 2002 immer noch der größte von Gazprom belieferte GUS-Importeur und das größte Transitland für die Durchleitung von russischem Erdgas nach Europa. Im Jahr 2002 wurden 95% der gesamten Exporte von Gazprom nach Europa durch die Ukraine transportiert. Im Laufe der 90er Jahre zeichneten sich die Lieferbeziehungen zwischen Russland und der Ukraine nicht nur durch Zahlungsrückstände, sondern auch durch widerrechtliche Erdgasentnahmen aus den Transportpipelines nach Europa aus. Nach Angaben von Gazprom belief sich beispielsweise im Dezember 1998 die widerrechtlich entnommene Erdgasmenge auf 2,5 Mrd. m³.¹¹⁰ Aus diesem Grund liefert Gazprom seit 2000 Erdgas in die Ukraine ausschließlich als Bezahlung der Transitleistungen. Der festgelegte Transitpreis beträgt 50 US-\$/Tsd. m³. Im Fall der sonstigen Lieferungen von Gazprom an ukrainische Gasverbraucher gilt der gemäß dem russisch-ukrainischen Staatsabkommen von 24.06.1993 festgelegte Gaspreis von 80 US-\$/Tsd. m³.

Die aufgeführten unterschiedlichen Lieferbeziehungen zwischen Gazprom und den Transitländern verdeutlichen, dass Gazprom auf die Transitkapazität dieser Länder angewiesen ist. Unabhängig von ökonomischen Anreizen, das Erdgas in diesen Ländern abzusetzen, ist Gazprom gezwungen, diese Länder mit Erdgas zu versorgen, um die politischen Risiken der Erdgasversorgung der europäischen Länder auszuschließen.

Dominante Position von Gazprom auf dem GUS-Markt

Während die GUS-Staaten neben Gazprom ebenso von zentralasiatischen Erdgasunternehmen aus Turkmenistan, Kasachstan und Usbekistan sowie von in Russland tätigen Produzenten und Zwischenhändlern beliefert werden, ist die Marktstellung von Gazprom auf dem GUS-

¹⁰⁸ Die gesamten Gasexporte Russlands in GUS-Staaten beliefen sich im Jahr 2002 auf 47 Mrd. m³ (s. o. Tabelle 2-9).

¹⁰⁹ Gazprom (2003e).

¹¹⁰ Vgl. Heinrich A. (1999), S. 22.

Markt jedoch als dominierend zu bezeichnen. Dies liegt vor allem daran, dass alle Lieferanten vollständig auf das russische Gastransportsystem (EGS) angewiesen sind, das sich im Eigentum von Gazprom befindet.

Gazprom übernahm nach Auflösung der Sowjetunion als Rechtsnachfolger des sowjetischen Gasministeriums das Eigentum am Ferngasnetz in Russland, während die Gasindustrien der einzelnen Republiken in das Eigentum der nun selbständigen unabhängigen Staaten übergingen. Hieraus folgte in den 90er Jahren eine fast vollständige Isolierung der Gasindustrien der zentralasiatischen Staaten, die aufgrund der vorhandenen Infrastruktur des Ferngasnetzes in eine starke Abhängigkeit von Russland gerieten.

Dies war vor allem dadurch bedingt, dass Gazprom seit Mitte der neunziger Jahre eine Diskriminierungspolitik gegenüber den zentralasiatischen Staaten durchführte. Die nach der Auflösung der Sowjetunion für Turkmenistan eingeführte Durchleitungsquote von 11% der Gesamtkapazität des russischen Pipelinenetzes wurde von Gazprom im Jahre 1994 verweigert. Dies galt auch für Erdgas aus Kasachstan. Gazprom lehnte es im Jahr 1994 ab, die von Kasachstan an Gazprom gelieferten Erdgasmengen in ihre Exportlieferungen mit einzubeziehen.¹¹¹ Aus diesem Grund waren die oben genannten zentralasiatischen Republiken dazu gezwungen, Erdgas ausschließlich im zentralasiatischen Raum (Turkmenistan, Kasachstan, Usbekistan, Tadschikistan, Kirgisien) abzusetzen.

Gazprom kann bis heute starken Einfluss auf die Exportpolitik der zentralasiatischen Staaten nehmen und auf diese Art einen potenziellen Wettbewerb mit zentralasiatischem Erdgas bislang vermeiden. Gazprom hat als Eigentümer der bislang einzigen Transitkapazitäten für den Export nach Europa gegenüber den zentralasiatischen Staaten eine starke Verhandlungsposition. Bislang hat Gazprom den zentralasiatischen Ländern keine Transitkapazitäten für den Gasexport nach Europa eingeräumt, weil der Gaskonzern kein Interesse daran hat, den zentralasiatischen Gasproduzenten Zutritt zum europäischen Gasmarkt zu verschaffen. In diesem Fall würde Gazprom das Risiko eingehen, die eigene Position auf dem europäischen Markt zu verschlechtern. Für die Mitbestimmung der zentralasiatischen Exportpolitik gründete Gazprom beispielsweise mit der Regierung von Turkmenistan in der Mitte der neunziger Jahre das Joint Venture *Turkmenrosgas*, das die gesamten turkmenischen Gasexporte abwickelte. Der im Jahr 1996 geplante Gasexport aus Turkmenistan in die Ukraine wurde aufgrund der Zahlungsausfälle von Gazprom gestoppt. Erst seit dem Jahr 1999 können die westlichen GUS-Republiken Ukraine und Moldawien wieder mit nennenswerten Erdgasmengen aus Turkmenistan, Kasachstan und Usbekistan versorgt werden.¹¹²

Neben Gazprom sind auf dem GUS-Markt andere russische Erdgasproduzenten und Zwischenhändler tätig. Dazu zählen die Produzenten Itera und Novatek sowie andere Zwischenhändler, die Erdgasmengen unabhängiger russischer Produzenten sowie zentralasiatisches Gas

¹¹¹ Vgl. Koltschin, S. (1998), S. 101-103; vgl. Page, M. M. (1997), S. 129.

¹¹² Vgl. IEA (2002b), S. 134.

in den GUS-Ländern vermarkten. Beispielsweise ist in Weißrussland neben Itera und Gazprom der Erdöl- und Erdgaszwischenhändler Trans Nafta tätig. Ebenso wie im Fall der zentralasiatischen Erdgasproduzenten nimmt Gazprom einen entscheidenden Einfluss auf die Gasexporte unabhängiger Produzenten und Zwischenhändler in Russland, obwohl die Erdgasdurchleitung seit 1997 für alle in Russland tätigen Erdgasunternehmen gesetzlich verankert ist.

Instruktiv ist die Geschichte des Markteintritts und der Marktaktivitäten des ersten russischen Zwischenhändlers Itera auf dem GUS-Absatzmarkt. Mitte der 90er Jahre gelang Itera der Markteintritt in den GUS-Gasmarkt. Bis dahin war dieses amerikanische Unternehmen auf Bartergeschäfte mit Lebensmittellieferungen nach Zentralasien spezialisiert. Diese Erfahrungen konnte es für den Einstieg in den wirtschaftlich schwierigen Erdgashandel auf dem GUS-Markt ausnutzen. Demgegenüber hatte Gazprom wesentliche Schwierigkeiten mit zahlungsunfähigen Gaskunden auf dem GUS-Absatzmarkt. Das von East European Gas Analysis dargestellte Beispiel aus dem Jahr 1998 zeigt die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit für Gazprom, wenn Gaslieferungen an ukrainische Abnehmer durch Itera abgewickelt werden konnten und Gazprom sich ausschließlich als Transporteur engagierte (siehe Tabelle 2-12).

Tabelle 2-12: Gazprom's Export- und Transiterlöse in der Ukraine, 1998; US-\$/ Tsd. m³

US-\$/ Tsd. m ³	Erlöse von Gazprom	
	Export	Transit
Preis	50	
Transporttarif		33,5
Zahlungsrate	38 %	50 %
Bruttoeinnahmen	19	16,8
Schulden	31	16,8
Steuern	9,34	3,56
Mehrwertsteuer	3,17	2,79
Verbrauchersteuer	4,51	
Exportsteuer	0,79	
Andere Steuern	0,87	0,77
Nettoeinnahmen	9,66	13,19

Quelle: East European Gas Analysis, in EGM (8/2001), S. 8-10.

Während ukrainische Abnehmer zu diesem Zeitpunkt nur 38% der Gaslieferungen an Gazprom zahlten, erhielt Gazprom mehr Einnahmen aus der Durchleitung des Erdgases, wobei nur 50% des Transporttarifs in Geldform durch Itera bezahlt wurde. Auf diese Weise erhielt Itera begünstigt Marktzutritt, während Gazprom die Möglichkeit erhielt, seine Einnahmen teilweise zu stabilisieren.¹¹³ Itera zahlte für den Transport von Turkmenistan in die Ukraine ein Transitentgelt an Gazprom. Da sowohl die Ukraine als auch Turkmenistan zu diesem Zeitpunkt (1998) zahlungsunfähig waren, erhielt Itera für die Organisation der Erdgaslieferung eine freie Gasmenge, die das Unternehmen an regionale Endverbraucher in der Ukraine verkaufte. Über die Tochtergesellschaft Itera Ukraine, die Erdgas an Unternehmen der

¹¹³ Vgl. EGM (24/8/2001), S. 8-10.

Schwerindustrie in 18 Regionen der Ukraine verkaufte, trat Itera in direkte Konkurrenz zum nationalen Erdgasversorger Naftogas Ukraini.

Nachdem sich die Zahlungssituation verbessert hatte, haben Gazprom und Naftogas Ukraini auf die Verlängerung eines weiteren Shipper - Vertrages mit Itera verzichtet. Seit 2003 hat das in Ungarn neu gegründete Joint Venture von Gazprom und Naftogas Ukraini Eural TG die Funktionen des Shippers übernommen (Anteil von Gazprom beträgt 40%). Damit verlor Itera einen wesentlichen Teil eigener Erdgaslieferungen auf dem GUS-Markt.

Eine ähnliche Politik von Gazprom ist in Georgien zu beobachten. Während Itera seit 1996 der einzige Erdgaslieferant in Georgien war und die Erdgaslieferungen von Endverbrauchern über das 100%-ige Tochterunternehmen, den Regionalversorger *Gruzgaz*¹¹⁴, organisierte, wurde die Erdgasversorgung von Georgien durch die Verweigerung der Durchleitung für Itera seit Oktober 2003 komplett von der Exportgesellschaft von Gazprom Gazexport übernommen.¹¹⁵ Das Transitmonopol verschafft Gazprom eine beherrschende Position auf dem GUS-Markt. Andere Akteure können den GUS-Markt nur soweit beliefern, wie ihre Marktaktivitäten den strategischen Interessen von Gazprom nicht entgegen laufen.

Wesentliche Kapitalbeteiligungen von Gazprom in den importierenden GUS-Staaten

Um eine stärkere Kontrolle über die Gastransitkorridore durch Weißrussland und der Ukraine zu erhalten, verfolgt Gazprom eine intensive Beteiligungsstrategie in diesen Ländern. In der Ukraine ist Gazprom mit 37% am russisch-ukrainisch-türkischen Gastransportkonsortium *Gastransit* beteiligt, das für die Gasexporte in den Balkan zuständig ist.¹¹⁶ Seit 2003 werden Verhandlungen zwischen Gazprom, Ruhrgas und Naftogas Ukraini über die Gründung eines internationalen Gaskonsortiums in der Ukraine geführt. Von Gazprom werden gemeinsam mit Ruhrgas Neu- und Ersatzinvestitionen in die Infrastruktur des ukrainischen Ferngasnetzes geplant. Nach eigenen Angaben rechnet Gazprom mit einer Beteiligung an ukrainischen Transitleitungen nach Westeuropa, auf die Gazprom derzeit stark angewiesen ist. Im Zuge der Erweiterung der Exporte nach Europa durch die Pipeline „Jamal - Europa“ führt Gazprom Verhandlungen mit Weißrussland über die Gründung eines Joint Venture bzw. den Erwerb der Aktienmehrheit am weißrussischen Staatsmonopol *Beltransgas*.¹¹⁷ Die vollständige Übernahme der Infrastruktur der Transitländer durch Gazprom war trotz der extrem hohen Verschuldung nicht umzusetzen. Bisher ist dies Gazprom nur in Moldawien gelungen. Moldovagas ist der einzige Erdgasversorger in Moldawien und Betreiber der Pipelineinfrastruktur. Gazprom und der moldawische Staat halten jeweils 50% der Kapitalanteile an Moldovagas. Der alleinige Erdgasversorger Moldovagas (Gazprom 50%, Moldawischer Staat 50%) beliefert die End-

¹¹⁴ Vgl. GBI (10/2001), S. 8.

¹¹⁵ Vgl. EGM (15/09/2004), S.6.

¹¹⁶ Weitere Aktionäre von *Gastransit* sind Naftogas Ukraini (37%), Turusgas (Türkei) (8%) und Transbalkan (8%); vgl. CERA (2002), S. 11.

verbraucher in Moldawien und ist für den Gesamtbetrieb der Pipelineinfrastruktur zuständig. In Armenien ist Gazprom mit 45% zusammen mit Itera (10%) und dem Energieministerium Armeniens (45%) am alleinigen Erdgasversorgungsunternehmen *ArmRosgazprom* beteiligt.¹¹⁸

Zusammenfassend ist festzuhalten: Obwohl der GUS-Gasmarkt keinen entscheidenden Beitrag zur Finanzierung der russischen Gasindustrie leistet und immer noch durch Bartergeschäfte geprägt ist, behält er trotzdem nicht zuletzt wegen der Transitkorridore für Gazprom eine Schlüsselposition. Über den Zugang zum Transportsystem kontrolliert Gazprom den Zugang von konkurrierenden Anbietern zum europäischen Erdgasmarkt. Gazprom verhindert den Transit zentralasiatischen Erdgases nach Europa und plant, wie im folgenden Abschnitt gezeigt wird, steigende Gasimporte aus dieser Region für den Reexport nach Europa.

2.5.3 Erdgasimporte

Als Land mit beträchtlichen Erdgasressourcen und Reserven ist Russland nicht auf Erdgasimporte angewiesen. Im Jahr 2002 wurden nur insgesamt 0,5% des Gesamtgasaufkommens in Russland aus den zentralasiatischen Ländern (Turkmenistan, Kasachstan, Usbekistan) importiert (siehe Tabelle 2-13).

Tabelle 2-13: Gasimporte und Gasaufkommen Russland, 1990-2002; Mrd. m³

Mrd. m ³	1990	1995	1998	2000	2001	2002
Gasimporte Russland	36	3,83	5,0	14,4	4,4	2,7
Gasaufkommen Russland	676,3	599,2	596,3	598,4	586	598

Quelle: Goskomstat (2002), IEA (2003), MinEnergo (2003), Interfax Petroleum Report (1997-2003), eigene Berechnungen.

Die Gasimporte aus Zentralasien haben ihren historischen Ursprung in der Sowjetzeit, als die Gaswirtschaften der zentralasiatischen Sowjetrepubliken ein Teil der sowjetischen Gasindustrie bildete. Wie im Fall des Gasexports nach Europa hält Gazprom das inländische Gasimportmonopol. Während derzeit nur geringe Gasvolumina aus Zentralasien importiert werden, ist mit einer deutlichen Erweiterung der Importe aus diesen zentralasiatischen Ländern in den kommenden Jahren zu rechnen. Um die russischen Gasexporte nach Europa angesichts der bestehenden Investitionsprobleme in der Gasförderung und eines steigenden Gasverbrauchs im Inland abzusichern, greift Gazprom auf zusätzlichen Gasbezug aus Zentralasien zurück. Zu diesem Zweck schloss die Exportgesellschaft von Gazprom (Gazexport) in den letzten Jahren langfristige Bezugsverträge ab. Im Jahr 2002 wurde ein langfristiges Gasbezugsabkommen mit Usbekistan abgeschlossen, der von 2003 bis 2012 Gasimporte bis zu 10 Mrd. m³ pro Jahr vorsieht. Im April 2003 wurde ein Staatsabkommen zwischen Russland und Turkmenistan abgeschlossen. Im Rahmen des Abkommens gilt ein Reexportvertrag nach Europa von 2004 bis 2028, wobei im Zeitraum von 2009 bis 2028 ein Gasbezug von 70 bis 80 Mrd. m³ jährlich

¹¹⁷ Vgl. Neftegaz (10/ 2003).

¹¹⁸ Vgl. Adonz, R. (1999), S. 2.

vorgesehen ist.¹¹⁹ Insgesamt ist also mit einem Gasimport von bis zu 90 Mrd. m³/a aus Zentralasien zu rechnen.

Die zusätzlichen Importe aus Zentralasien werden voraussichtlich eine Stabilisierung der russischen Gasexporte und eine Aufrechterhaltung der Marktposition sichern, wahrscheinlich aber keinen wesentlichen Beitrag zur Lösung der in Abschnitten 2.3 und 2.4 erwähnten bestehenden Investitionsprobleme im Bereich der Erdgasförderung und Infrastruktur leisten können. Die notwendige Stabilisierung und Erweiterung der Inlandsförderung darf deshalb nicht vernachlässigt werden. Eine ausschließliche Sicherung der Exporte durch die zusätzlichen Importe ohne Ausweitung der Inlandsförderkapazitäten ist risikoreich. Wenn die zentralasiatischen Staaten zukünftig in der Lage sein werden, andere internationale Kooperationspartner für den Bau einer Umgehungspipeline durch die Türkei nach Europa zu gewinnen, würde damit das turkmenische Erdgas auf dem europäischen Erdgasmarkt in Konkurrenz zu den potenziellen zusätzlichen Erdgasmengen aus Russland stehen.

2.6 Zusammenfassende Bewertung

Die Erdgaspreise auf dem russischen Markt sind nicht kostendeckend. Die Finanzierung der russischen Gasindustrie erfolgt zum größten Teil aus den Erlösen, die Gazprom aus dem Export auf dem europäischen Erdgasabsatzmarkt erzielt.

Allerdings begrenzt das bestehende System die Investitionsmöglichkeiten von Gazprom und sichert keine langfristige Deckung des Kapitalbedarfs in der Erdgasproduktion und im Transport. Durch die notwendige Inbetriebnahme von neuen Erdgasfeldern werden Kapitalbedarf und die Gasbereitstellungskosten von Gazprom weiter steigen. Gleichzeitig befindet sich der europäische Erdgasbinnenmarkt aufgrund der in den letzten Jahren eingeleiteten Liberalisierungsprozesse in einem tief greifenden Restrukturierungsprozess, so dass Gazprom im Export nach Europa voraussichtlich mit einem tendenziell steigenden Margendruck rechnen muss. Sowohl die Verringerung der Exportmargen als auch die steigenden Kosten im Inland werden die Möglichkeiten einer weiteren Aufrechterhaltung des bestehenden Systems der niedrigen Binnengaspreise deutlich vermindern bzw. ausschließen.

Die Abhängigkeit der russischen Gasindustrie von Deviseneinnahmen aus den Exporterlösen auf dem europäischen Gasmarkt kann langfristig auch aus budgetpolitischer Sicht nicht im Interesse der russischen Regierung liegen. Da Gazprom bei den Erdgaslieferungen nach Europa das Preisrisiko wegen der Preisbindung an den Heizölpreis weitgehend übernimmt, hängt die Planung des Staatshaushaltes von den Schwankungen der Weltpreise für Mineralölprodukte ab. Berücksichtigt man, dass die russische Erdgas- und Mineralölindustrie rd. 35% der Steuerzahlungen in den Staatshaushalt leisten, ist offensichtlich, dass die niedrigen regulierten Gaspreise auf dem Binnenmarkt hohe Risiken nicht nur für die Gasindustrie sondern auch für die gesamte russische Volkswirtschaft schaffen.

¹¹⁹ Vgl. Gazprom (2003f).

Nur durch eine Politik der Preisanpassung auf dem Binnenmarkt kann die langfristige Entwicklung der russischen Gaswirtschaft abgesichert und die Entwicklung von Wettbewerb auf dem russischen Gasmarkt erreicht werden.

Aufgrund des durch die Liberalisierung des europäischen Erdgasmarktes zunehmenden Margenrisikos und der zukünftig notwendigen hohen Investitionsvolumina wird der Kostendruck bei Gazprom steigen. Die Entwicklung eines effizienzfördernden Ordnungsrahmens stellt daher eine wichtige Rahmenbedingung für die zukünftige Stabilität der russischen Gaswirtschaft dar. Vor diesem Hintergrund wird in Kapiteln 3 und 4 analysiert, ob die bisher eingeleiteten Reformen geeignet sind, eine wettbewerbliche Öffnung des russischen Gasmarktes zu erreichen.

3 Ordnungsrahmen der russischen Gaswirtschaft

Die russische Gaswirtschaft war als Teil der sowjetischen Planwirtschaft bis 1992 vollständig staatlich organisiert. Die im Laufe der ersten Hälfte der neunziger Jahre durchgeführten Reformen bestanden in der Umgestaltung des Erdgasministeriums in den Privatkonzern Gazprom und in der Schaffung von Rahmenbedingungen, die Marktprozesse ermöglichen und unterstützen sollten. Dies betraf vor allem Regulierungsmaßnahmen, die für privatisierte bzw. neu gegründete Gasunternehmen Nutzungsrechte an Erdgasreserven und an der Transport- und Speicher-Infrastruktur gesichert haben. Im Folgenden wird der Ordnungsrahmen der russischen Gaswirtschaft in den folgenden Bereichen dargestellt:

- Zugang zu den natürlichen Ressourcen,
- Bau und Betrieb und von Infrastrukturanlagen,
- Zugang Dritter zur Transport- und Speicherinfrastruktur,
- Preisregulierung,
- Besteuerung,
- Regulierung der Gaslieferungen auf dem Binnenmarkt.

Tabelle 3-1 zeigt die behandelten Bereiche im Überblick. Der Schwerpunkt der Darstellung liegt auf den Bedingungen für eine wettbewerbliche Organisation des russischen Erdgasmarktes. Die zentrale Fragestellung ist, welche Marktzutrittsbedingungen bzw. Kooperationsmöglichkeiten der bestehende Ordnungsrahmen für Newcomer sowohl in den potenziell wettbewerblich organisierbaren Bereichen (Förderung und Handel) als auch in den natürlichen Monopolbereichen (Zubau, Betrieb und Drittnutzung der Transport- und Speicherinfrastruktur) bietet. Anhand des derzeit bestehenden Rechtsrahmens wird dargestellt, wodurch die dominierende Stellung von Gazprom im russischen Erdgassektor bedingt ist. Darüber hinaus wird analysiert, ob die staatliche Preisregulierung als Basis für die Kalkulation kostenbasierter Gaspreise und die Ausgestaltung wettbewerbsgerechter Transporttarife geeignet ist.

Tabelle 3-1: Regulierungsmaßnahmen in Russland

Wertschöpfungsstufen	Instrumente/Maßnahmen	Gesetze	Zuständige Institutionen
Inlandsförderung Erdgas	Aus- und inländische Investitionen in der Förderung	PSA-Gesetz	Naturministerium, Energieministerium, Regionalverwaltungen
Reserven	Ausschreibung/Auktion/Direktvergabe von Lizenzen zur Erschließung und Erkundung der Erdgasfelder	Gesetz über Bodenschätze	
Ferngastransport	Regulierung des Netzzuganges Regulierung der Durchleitungstarife	Regierungsverordnung Nr. 858 vom 14.07.1997 Regierungsverordnung Nr. 1021 vom 29.12.2000, Gasversorgungsgesetz vom 31.03.1999	Föderale Energiekommission (FEK), Regierungskommission
Erdgasverteilung	Regulierung des Netzzuganges Regulierung der Transporttarife	Regierungsverordnung Nr. 1470 vom 24.11.1998 Regierungsverordnung Nr. 1021 vom 29.12.2000, Gasversorgungsgesetz vom 31.03.1999	Föderale Energiekommission (FEK), Regierungskommission
Gashandel	Regeln der Gaslieferungen Regulierung der Großhandels- und Endverbraucherpreise	Regierungsverordnung Nr. 162 vom 05.02.1998“ Regierungsverordnung Nr. 1021 vom 29.12.2000, Gasversorgungsgesetz vom 31.03.1999	Föderale Energiekommission (FEK), Regierung

Quelle: Eigene Darstellung.

3.1 Eigentumsverhältnisse in der russischen Gaswirtschaft

Im Zuge der Privatisierung der russischen Gaswirtschaft in den neunziger Jahren wurden die neuen Mechanismen der Nutzung der Reserven und der Infrastruktur für die russischen und ausländischen Unternehmen geschaffen. Im Folgenden werden die derzeitigen Bedingungen des Zugangs zu Gasressourcen und des Betriebs und Zubaus der gaswirtschaftlichen Infrastruktur dargestellt.

3.1.1 Zugang zu Gasressourcen

In Russland sind alle Bodenschätze in Staatseigentum (Gesetz über Bodenschätze Nr. 2395 (Artikel 1 Pkt. 2) vom 21.02.1992; bis 2002 mehrfach geändert). Deshalb hat allein der Staat das Recht, Lizenzen zur Nutzung der Bodenschätze zu vergeben. Sowohl die Regierung als auch das Ministerium für Naturressourcen und die jeweiligen nachgeordneten regionalen Behörden sind gemäß Artikel 10 Pkt. 1 des Gesetzes über Bodenschätze für die Lizenzvergabe zur Nutzung der Bodenschätze zuständig.

Bezogen auf den Gassektor werden Lizenzen sowohl für die geologische Erkundung als auch für die Förderung von Bodenschätzen durch Ausschreibungsverfahren, Auktionen oder per Direktvergabe vergeben (Artikel 10, Pkt. 1). Lizenzen zur geologischen Erkundung von Bodenschätzen werden für einen Zeitraum von maximal 5 Jahren erteilt und können auf Antrag verlängert werden. Wenn während der geologischen Erkundungsphase eines Gasfeldes ein Nachweis über die Entdeckung eines neuen Erdgasfeldes erbracht wird, kann dem Unternehmen die entsprechende Lizenz zur geologischen Erkundung dieses Feldes direkt vergeben werden. Lizenzen für die Förderung von Bodenschätzen werden entsprechend der in den von den Bewerbern vorgelegten Machbarkeitsstudien vorgegebenen Ausbeutungsdauer festgelegt. Sowohl inländische als auch ausländische Unternehmen können sich um Lizenzen bewerben.

Für den Gassektor gilt zusätzlich Artikel 2 des Bodengesetzes, der die Führung eines staatlichen Registers (Staatsfonds) für alle noch nicht zur Ausbeutung lizenzierten Gasreserven vorschreibt. Das Ministerium für Naturressourcen vergibt gemäß den oben genannten Verfahren Lizenzen zur Erschließung der Lagerstätten, die in diesem staatlichen Register geführt werden. Gemäß Artikel 11 des Bundesgesetzes über die Gasversorgung (Gasversorgungsgesetz) kann der Staat zusätzlich ein staatliches Register von den für die russische Gaswirtschaft strategisch relevanten Erdgasfeldern führen. Gazprom kann gemäß Art. 12 des Gasversorgungsgesetzes neue Förderlizenzen aus diesem Register ohne Ausschreibungsverfahren direkt vom Staat erwerben. Weil der Kontinentalschelf als strategisch wichtiges Territorium angesehen wird, werden Lizenzen für diese Offshore-Gasfelder ausschließlich von der Regierung vergeben. Onshore-Gasfelder werden überwiegend von den nachgeordneten Behörden des Ministeriums für Naturressourcen in den entsprechenden Gasförderregionen vergeben.

Inhalt der Lizenzen

Die Lizenz beinhaltet vor allem Fristen über die Nutzungsdauer und die Zeitspanne, innerhalb welcher bestimmte Projektarbeiten (bspw. Erschließung und Erreichung des Förderplateaus)

abgeschlossen sein müssen (Artikel 12, Pkt. 5). Bei der Nutzung der Lizenzen sind auch die rechtlichen Mechanismen der Lizenzentzüge vorgesehen. Der Lizenzentzug kann dem Lizenznehmer u. a. drohen bei Liquidation des Unternehmens bzw. des Unternehmensbereiches, dem die Lizenz erteilt wurde (Artikel 20, Pkt. 6). Ebenso wird dem Lizenznehmer das Recht zur Bodennutzung entzogen, wenn dieser nicht innerhalb der in der Lizenz gesetzten Frist mit der Nutzung im vorgesehenen Umfang beginnt.

Zu wesentlichen Nachteilen der aktuellen Gesetzgebung gehören fehlende wirksame Kontrollmechanismen, die eine effiziente Ausbeutung der Bodenschätze garantieren. Unter Kontrollmechanismen können bspw. die Festlegung von jährlichen Förderobergrenzen verstanden werden, um ein effizientes Reservenmanagement zu garantieren. Ebenso muss die für Gazprom per Gesetz gegebene Möglichkeit, neue Förderlizenzen ohne Ausschreibungsverfahren direkt vom Staat zu erwerben, als eine Gefährdung der Entwicklung eines funktionsfähigen Wettbewerbs in der Erdgasproduktion gesehen werden. Für die anderen Gasproduzenten stellt diese Regelung einen wesentlichen Wettbewerbsnachteil dar.

Production Sharing Agreements

Nach den bereits erwähnten Vergabemechanismen (Ausschreibungen, Auktionen) vergibt der Staat zusätzlich Lizenzen im Rahmen von so genannten Production Sharing Agreements (PSA).

PSA stellen eine relativ junge Form von internationaler Kooperation bei der Entwicklung von kapitalintensiven Öl- und Gasprojekten weltweit dar, die überwiegend in Ländern mit relativ begrenztem Investitionskapital (z.B. Algerien) abgeschlossen werden. Im Rahmen von PSA schließt der Staat Abkommen mit einem in- bzw. ausländischen Investor zur Erkundung, Exploration und Förderung der Rohstoffe ab. Der Investor bringt das notwendige Investitionskapital ein und erhält, dem Abkommen entsprechend, als Kompensation für die getätigten Investitionen einen Teil der geförderten Rohstoffe zur freien Nutzung. Der übrige Teil der geförderten Rohstoffe fällt an den Staat.

Allgemein üblich ist eine teilweise Steuerbefreiung von den landesüblichen Steuern für die Zeit der Projektdauer. Der Investor zahlt ausschließlich diejenigen Steuern und Abgaben, die gemäß Abkommen vorgesehen sind. PSA gilt deshalb als ein effizienter Mechanismus, um kapitalkräftige in- und ausländische Investoren zur Entwicklung von kapitalintensiven Förderprojekten zu gewinnen.

Anreize für Staat und Unternehmen

In vielen Ländern werden PSA-Projekte erfolgreich realisiert. Durch den Abschluss von PSA-Abkommen kann der Staat höhere Steuereinnahmen als üblich erzielen. Darüber hinaus schafft PSA einen Anreiz für Produzenten, Ressourcen effizient zu nutzen und die Produkti-

onskosten zu senken.¹²⁰ In der Praxis hat sich herausgestellt, dass der Abschluss von PSA-Projekten von der Entwicklung der Welterdölpreise abhängt. PSA-Projekte gewinnen bei niedrigen Ölpreisen an Attraktivität.¹²¹ Weil der Investor für die gesamte Projektdauer günstige Steuer- und Investitionsbedingungen mit dem Staat verhandelt, kann das externe Preisrisiko (Weltmarktpreise für Erdöl) verringern werden. Für inländische Erdöl- und Erdgasproduzenten ist in jedem Fall das inländische Steuersystem ausschlaggebend für den Abschluss von PSA-Verträgen. Im Fall eines günstigen Steuersystems besteht gegebenenfalls kein Anreiz zum Abschluss von PSA-Abkommen.

Regulierung von PSA in Russland

In Russland werden PSA durch das föderale Gesetz über die Abkommen über Produktionsverteilung (PSA) von 19.12.1995 (in der Neufassung von 18.06.2001) geregelt. Das Gesetz regelt das Rechtsverhältnis zwischen Staat und in- und ausländischen Investoren für gemeinschaftliche Erkundungs- Explorations- und Förderprojekte auf dem Festland, dem Kontinentalschelf und in den freien Wirtschaftszonen. Gemäß Artikel 2 Pkt. 1 des Gesetzes erhält der russische Staat aus den PSA eine Erfolgsbeteiligung in Form eines prozentualen Anteils an den jährlichen Fördermengen. Während der Durchführung der PSA-Projekte müssen die Investoren gemäß Artikel 13 des Gesetzes ausschließlich Gewinnsteuern und gesonderte Abgaben für die Nutzung der Bodenschätze zahlen. Zu den Abgaben zählen:

- *Einmalige Sonderzahlungen (Boni)*

Die Abgaben werden einmalig beim Abschluss des Abkommens bzw. beim Erreichen der bestimmten Produktionsergebnisse, die im Abkommen vorgesehen sind, erhoben.

- *Jährliche Zahlungen (Rentals)*

Jährliche Zahlungen für die Durchführung der Erkundungsmaßnahmen werden in Abhängigkeit der Größe von der Grundfläche des jeweiligen Fördergebietes erhoben.

- *Förderabhängige Zahlungen (Royalties).*

Royalties werden regelmäßig als Prozentsatz der geförderten Volumen bzw. des Wertes der geförderten Rohstoffe in Geldform bzw. in der Produktionsmengenäquivalenz erhoben.

Die *Gewinnsteuer* wird nach der Aufteilung der Produktionsmengen bezahlt. Die Gewinnsteuer wird auf den im Abkommen festgeschriebenen Wert des Produktionsanteils abzüglich der Projektkosten erhoben.

Bezogen auf die Erschließung von Gasreserven sind folgende Regeln vorgesehen. Zur Erschließung von Gasreserven auf der Basis von PSA können maximal bis zu 30% der in Russland nachgewiesenen Gasreserven zugelassen werden. Die Regierung führt hierfür ein spe-

¹²⁰ Vgl. IEA (2002b), S. 84.

¹²¹ Vgl. IEA (2002b), S. 84; vgl. Kovalischina, G. (2000), S. 3.

zielles Register für Gasfelder, die für PSA-Projekte freigegeben werden können. Es können gemäß Artikel 2 Pkt. 4 des PSA-Gesetzes ausschließlich Bodenschätze aus den nachfolgend aufgeführten Gründen ins staatliche Register für PSA-Projekte aufgenommen werden:

- Gasfelder mit unrentabler Förderung, deren weiterführende Ausbeutung einen Beitrag zur Absicherung der Gesamterdgasförderung Russlands beitragen kann, während ein Förderstopp negative soziale Auswirkungen zur Folge hätte;
- Gasfelder, die für die stabile soziale Entwicklung und für die Energieversorgungssicherheit des Landes notwendig sind welche aber aufgrund mangelnder Finanzmittel für den Bau der Produktionsanlagen und Transportleitungen, insbesondere auf dem kontinentalen Schelf und in den weit entfernten, nicht stark entwickelten Regionen, nicht ausgebeutet werden;
- Lagerstätten auf dem Kontinentalschelf und den wirtschaftlich schwach entwickelten Regionen, für die das notwendige Investitionskapital für den Bau der Produktionsanlagen und Transportleitungen fehlt;
- Lagerstätten, deren Ausbeutung aufgrund schwieriger geologischer Bedingungen ausschließlich durch die Inbetriebnahme kostenintensiver High-Tech-Technologien stattfinden kann;
- Gasfelder, bei denen die Notwendigkeit von Zusatzinvestitionen in die Umweltsicherheit besteht.

PSA - Projekte sind vor allem in Regionen vorgesehen, in denen die Erweiterung der Gasversorgung Priorität hat und durch diese Projekte neue Arbeitsplätze geschaffen werden können. Seit 1999 muss in PSA-Projekten gemäß Artikel 7 Pkt. 2 des Gesetzes die Beschäftigungsquote russischer Arbeitnehmer mindestens 70% betragen. Darüber hinaus müssen mindestens 80% der Ausrüstung für die Durchführung der PSA-Projekte aus der Herstellung russischer Unternehmen stammen.

Jedes einzelne Gasfeld aus einem eigens hierfür geführten Register wird durch Inkrafttreten eines Gesetzes von der zuständigen Regierungskommission für PSA-Projekte freigegeben. Gasfelder bis zu maximal 250 Mrd. m³ Reserven können direkt (ohne Inkrafttreten eines Gesetzes) per Regierungsentscheidung freigegeben werden.

Nach den bereits erwähnten Vergabemechanismen (Ausschreibungen, Auktionen) vergibt der Staat die entsprechenden Lizenzen (Erkundung, Erschließung, Förderung). Die Lizenz wird stellvertretend dem Betreiber innerhalb des Konsortiums übertragen.

Ausfuhrmöglichkeiten, Bau und Zugang zur Infrastruktur

Production Sharing Agreements bieten für ausländische Investoren die einzige rechtlich abgesicherte Möglichkeit, Rohstoffe aus Russland auszuführen. Das bedeutet insbesondere für PSA im Gassektor einen gesetzlich geregelten diskriminierungsfreien Netzzugang und Zugang zu Speicheranlagen sowohl für in- als auch ausländische Investoren (Artikel 12). Im

Rahmen des PSA-Abkommens verfügt der Investor ebenso über das Recht, eigene Gastransportleitungen sowie Speicher- und Aufbereitungsanlagen zu bauen.

Stand der Entwicklung in Russland

Obwohl seit Inkrafttreten des PSA-Gesetzes im Zeitraum von 1995 bis 2002 bereits insgesamt 13 föderale Gesetze über Bodenschätze, die zur Entwicklung auf der PSA-Basis zugelassen werden können, beschlossen wurden, sind bislang tatsächlich erst zwei Production Sharing Agreements abgeschlossen worden.

Zu den für PSA freigegeben Bodenschätzen zählen überwiegend Erdöl- und kleine Erdölgasfelder in West-, und Ostsibirien sowie auf der Insel Sachalin in Fernen Osten sowie die Riesengaskondensatfelder Shtokmanov (Gasreserven 3,2 Bill. m³) in der Barentssee und Kovykta in Ostsibirien (Gasreserven 1,9 Bill. m³).

Bei den beiden bisher vergebenen Lizenzen im Rahmen von Production-Sharing-Agreements handelt es sich um zwei Erdöl-/Erdgasförderprojekte Sachalin 1 und Sachalin 2 auf dem Schelf der Insel Sachalin im Fernen Osten Russlands. Im Jahr 2002 wurden in diesen Projekten nur 214 Mio. m³ Erdgas gefördert, was rd. 0,04% der gesamten Gasförderung in Russland entspricht. Bemerkenswert ist, dass diese Projekte bereits vor dem Inkrafttreten des PSA-Gesetzes gestartet wurden, so dass seit dem Inkrafttreten des Gesetzes keine neuen PSA-Abkommen abgeschlossen wurden. Dies lässt sich vor allem dadurch begründen, dass das Gesetzgebungsverfahren ein beschleunigtes Abschließen und Durchführen von PSA-Projekten verhindert.¹²²

Ausländische Investoren zeigen weiterhin Interesse an der Durchführung von großen PSA-Projekten in Russland. Dies zeichnet sich durch vielfältige Verhandlungen zwischen Staat und ausländischen Unternehmen für zukünftige Vertragsabschlüsse von PSA-Projekte aus.¹²³

Besteuerung in der russischen Gaswirtschaft

Das Steuersystem in der Gaswirtschaft unterliegt seit Beginn der Wirtschaftstransformation in den neunziger Jahren ständigen Veränderungen. Darüber hinaus sind die politischen Interessen der Regierung, von Gazprom und anderen Unternehmen von Bedeutung für die Gestaltung des Steuersystems. Der Staat verfolgt das Ziel, ein angemessenes Niveau der Deviseneinnahmen im Haushalt zu gewährleisten. Andererseits muss der Staat darauf Rücksicht nehmen, dass Gazprom Gewinne erzielen kann, d.h. die Steuerbelastung darf die Rentabilität von Gazprom nicht gefährden.

¹²² Vgl. Izvestija (25/12/2003), S. 7.

¹²³ Das klassische Beispiel dazu ist das Riesengaskondensatgasfeld Shtokmanov. Mehrere ausländische Produzenten (Total, Statoil, Norsk Hydro) nehmen an den Verhandlungen mit dem russischen Staat und mit dem Lizenzinhaber Sevmorneftegas teil. (Gazprom und Rosneft sind jeweils mit 50% an Sevmorneftegas beteiligt).

Im Jahr 2002 wurde das Steuersystem in der Gaswirtschaft grundlegend umgestellt. Am 1.1.2002 wurde eine neue Steuer auf die Gewinnung von Bodenschätzen in Höhe von 16,5% eingeführt. Als Bemessungsgrundlage dienen die Gesamterlöse, die durch die Vermarktung von Erdgas erzielt werden. Mit der Einführung dieser neuen Steuer wurden zwei andere Abgabearten abgeschafft:

- Royalty: Abgabe für die Bodennutzung bei Gewinnung von Bodenschätzen (der Steuersatz betrug zwischen 6% und 16% der Erlöse, je nach Lizenzart),
- Abgabe für die Erneuerung der Mineral- und Rohstoffgrundlage (Der Steuersatz beträgt 10%).

Zusammen mit der Steuer auf die Gewinnung von Bodenschätzen waren in den letzten Jahren auch die Akzise auf Erdgas (bei Lieferungen inner- und außerhalb Russlands) und die Exportsteuer von Bedeutung. Das vom 1.1.2002 bis zum 31.12.2003 geltende Übergangssystem sah eine Befreiung von der Akzise für aus Gaskondensat- und Ölkondensatfeldern gewonnenes Erdgas vor.

Tabelle 3-2: Das aktuelle Steuersystem in der russischen Gaswirtschaft

Steuern	01.01.2002 bis 31.12.2003	Ab 01.01.2004
Erdgas		
Akzise auf Exporte nach West- und Osteuropa	30%	Abgeschafft
Akzise auf Lieferungen innerhalb Russlands und GUS	15%	Abgeschafft
Steuer auf die Gewinnung der Bodenschätze	16,5% * 23-25 Rub/ Tsd. m ³ (0,75 US-\$/ Tsd. m ³)	107 Rub/ Tsd. m ³ (3,5 US-\$/ Tsd. m ³)
Exportsteuer	5%	30%
Separationsgas		
Akzise auf Exporterlöse nach West- und Osteuropa	30%	Abgeschafft
Akzise auf Umsatzerlöse aus Lieferungen in Russland und GUS	0%	Abgeschafft
Steuer auf die Gewinnung der Bodenschätze	16,5% * (23-25 Rub/ Tsd. m ³) (0,75 US-\$/ Tsd. m ³)	107 Rub/ Tsd. m ³ (3,5 US-\$/ Tsd. M ³)
Exportgebühr (Lieferungen außerhalb Russlands)	5%	30%

* Schätzungen von Sojuzgas.

Quelle: Eigene Darstellung auf der Basis von EGM (20/08/2003), S. 12, Sojuzgas (2003).

Im Juni 2003 beschloss das russische Parlament die Abschaffung der Akzise. Neu eingeführt wurde die Steuer auf die Gewinnung von Bodenschätzen in Höhe von 107 Rub/ Tsd. m³ (3,5 US-\$/ Tsd. m³). Die Exportsteuer wurde per Regierungsbeschluss im August 2003 von 5 auf 30% der Exporterlöse erhöht. Mit der Einführung dieses neuen Steuersystems wird eine einheitliche Besteuerung von Erdgas und Gas aus Gaskondensat- und Ölgaskondensatfeldern eingeführt.

Seit der Einführung der Steuer auf die Gewinnung von Bodenschätzen in 2002 gab es im russischen Steuersystem praktisch zwei gleichartige Steuern, denn sowohl die neu eingeführte

Steuer auf die Gewinnung von Bodenschätzen als auch die Akzise wurden auf die gesamten Umsatzerlöse erhoben. Deswegen wurde die Akzise zum Jahresbeginn 2004 wieder aufgehoben. Aufgrund des größeren Aufwands für die Förderung und Aufbereitung von Separationsgas, war dieses Gas bislang von der Akzise befreit. Dadurch konnten die unabhängigen Gasproduzenten, die überwiegend Gas aus Gaskondensatfeldern fördern, einen Kostenausgleich gegenüber der kostengünstigeren Produktion von Erdgas erzielen. Die Abschaffung der Steuerbefreiung bedeutet damit einen Nachteil für die unabhängigen Gasproduzenten. Zusätzlich wurde die Steuer auf die Gewinnung von Bodenschätzen in eine spezifische Steuer umgewandelt, so dass sie nicht mehr als Prozentsatz der Umsatzerlöse sondern pro Tsd. m³ geförderttes Gas (pro Mengeneinheit) erhoben wird. Somit bringt die neue Besteuerungsform Produzenten, die bereits mit hohen Produktionskosten belastet sind, generell einen Nachteil.

Die tatsächliche Bedeutung der Steuerreform in der Gaswirtschaft liegt jedoch in den budgetpolitischen Zielsetzungen der russischen Regierung. Die Regierung verfolgt mit der Reform das Ziel, die Steuereinnahmen zu erhöhen.¹²⁴ Nach dem alten Steuersystem hätte der Staat von Gazprom in 2004 Steuereinnahmen in Höhe von rd. 10% des Haushaltbudgets erhalten, das neue Steuersystem führt zu Steuereinnahmen in Höhe von rd. 14% des Budgets.¹²⁵

Darüber hinaus wurden im Jahr 2001 im Rahmen des Bodengesetzes aus dem Jahr 1992 zusätzliche Zahlungen für die Bodennutzung während der Suche und Bewertung der Gasfelder und während der geologischen Erkundung sowie für die Bodennutzung beim Bau und Betrieb der Gasspeicheranlagen eingeführt (Art. 4, Pkt. 2 des Bodengesetzes).

3.1.2 Nutzung und Zubau der gaswirtschaftlichen Infrastruktur

Eigentumsverhältnisse im Rahmen der bestehenden Gasversorgungssysteme

Das Bundesgesetz über die Gasversorgung in der Russischen Föderation vom 31.03.1999 gilt als ein grundlegendes Regulierungsinstrument der Gasversorgung in Russland. Das gesamte Gasversorgungssystem wird nach Artikel 5 des Gesetzes in das gesamttrussische Gasversorgungssystem (Einheitliches System der Gasversorgung), in regionale Gasversorgungssysteme und Gasverteilungssysteme aufgeteilt.

Einheitliches System der Gasversorgung

Unter dem EGS werden gemäß Artikel 6 des Gasversorgungsgesetzes alle im Verbund stehenden gastechnischen Anlagen und Gebäude, die für die Förderung, den Transport und die Speicherung von Gas benötigt werden, in einem Gesamtsystem zusammengefasst. Das EGS stellt somit das Hauptgasversorgungssystem innerhalb Russlands dar. Das Gesetz schreibt als Eigentümer des EGS diejenige Organisation fest, die während der Privatisierung alle Anlagen

¹²⁴ Finanzminister A. Kudrin: „Der geltende Steuermechanismus entsprach nicht den Entwicklungstendenzen im Gasmarkt. Die Änderung der Gesetzgebung erhöht nicht die Steuerbelastung, sondern stellt das Steuerniveau 2001 wieder her“; vgl. Interfax (18/06/2003).

und Förderobjekte erhalten hat. Im konkreten Fall wurde *Gazprom* das Eigentum am EGS per Gesetz übertragen.

Per Gesetz wird damit Gazprom eine 100%-ige Monopolstellung im Ferngastransport zugewiesen sowie eine Monopolstellung in der Nutzung der föderal strategisch bedeutsamen Gasfelder, aus denen zurzeit rd. 90% der Gesamtförderung abgedeckt werden. Es wurden folgende Eigentums- und Nutzungskriterien festgelegt:

Unteilbarkeit des Einheitlichen Systems der Gasversorgung

Nach Artikel 14 ist eine Teilung des EGS nicht zulässig. Eine Änderung der Eigentumsverhältnisse kann ausschließlich per Gesetzesänderung erfolgen. Die technische Steuerung und der Dispatch der an das EGS angeschlossenen gastechnischen Anlagen, die sich nicht im Eigentum von Gazprom befinden, werden ausschließlich durch Gazprom als Eigentümer des EGS durchgeführt. Der jeweilige Eigentümer dieser Anlagen (Stichleitung, Kompressorstation, Produktionsanlage bzw. Speicheranlage, etc.) darf nicht in der Lage sein, die Anlage ohne Abstimmung mit Gazprom außer Betrieb zu nehmen. Auch der Anschluss einer neuen gastechnischen Anlage an das EGS und deren Betrieb kann ausschließlich in vertraglicher Übereinstimmung mit Gazprom erfolgen.

Beteiligungsmöglichkeiten am EGS

Ausländische Staatsbürger dürfen gemäß Artikel 15 des GVG-Gesetzes nicht mehr als 20% des Aktienkapitals des EGS-Eigentümers, in diesem Fall am Aktienkapital von Gazprom halten. Der Staatsanteil darf nicht weniger als 35% des Gesamtkapitals betragen.

Regionale Gasversorgungssysteme und Gasverteilungssysteme

Das GVG-Gesetz ist auch Rechtsgrundlage für die Eigentumsverhältnisse und die Organisation der nicht an das EGS angebundenen regionalen Versorgungssysteme und Verteilungsnetze. Dies sind die regionalen Gasversorgungssysteme der Gasversorger in den isolierten Regionen Russlands.

Gemäß Artikel 7 des GVG setzen sich die regionalen Gasversorgungssysteme aus dem Verbund der Förder-, Transport-, Speicher- sowie Gasverteilungsanlagen in den einzelnen isolierten Regionen Norilsk, Jakutsk in Ostsibirien und Kamtschatka, Sachalin im Fernen Osten zusammen. Im Gegensatz zum EGS können Unternehmen, denen diese Gasversorgungssysteme gehören, das während der Privatisierung erworbene Eigentum auch ohne Zustimmung des Staates bzw. Gesetzesänderung veräußern. Für die Regulierung *der Geschäftstätigkeit im Rahmen* der regionalen Gasversorgungssysteme sind regionale Regierungseinheiten verantwortlich.

¹²⁵ Vgl. Zhukov, A. (2003).

Die Verteilungssysteme sind die Verteilungsunternehmen, die unabhängig vom EGS und regionalen Versorgungssystemen funktionieren und sich sowohl mit dem Bau und dem Betrieb der Verteilungsnetze als auch mit den Direktlieferungen befassen.

Im Gesetz ist vorgegeben, dass eine Beteiligung ausländischer Staatsbürger sowohl an Unternehmen der regionalen Gasversorgungssysteme als auch denen der Verteilungsorganisationen nicht mehr als 20% des Aktienkapitals betragen darf (Artikel 7 des GVG).

Das GVG-Gesetz beschränkt die ausländischen Kapitalbeteiligungen an allen Gasleitungssystemen auf 20%. Diese Kapitalbeteiligungsrate, die unter der üblichen Sperrminorität von 25% liegt, schließt eine entscheidende Einflussnahme auf das Gasleitungssystem aus.

Zubau der Erdgaspipelines

Obwohl sich die Gasleitungen in Russland grundsätzlich im Privateigentum befinden, bestehen deutliche Beschränkungen für den Zubau neuer Leitungen. Damit wird ein Zugang von anderen neuen Netzbetreibern in Russland drastisch erschwert. Neben den rechtlichen Beschränkungen für ausländische Kapitalbeteiligungen sowohl am Zubau als auch am Netzbetrieb bestehen auch Beschränkungen für den Bau von Parallelgasleitungen.

Der Ferngastransport und die Gasverteilung zählen in Russland zu den natürlichen Monopolen (Artikel 3 des russischen Bundesgesetzes über Natürliche Monopole). Im *Bundesgesetz über Natürliche Monopole* findet sich folgende Definition: „Natürliches Monopol ist derjenige Markt, auf dem die Befriedigung der Nachfrage bei einem vollständigen Ausschluss der Konkurrenz aufgrund der technologischen Besonderheiten der Produktion am effizientesten ist, d.h. die durchschnittlichen Produktionskosten der Bereitstellung der Dienstleistung sind beim vollständigen Ausschluss des Wettbewerbs am niedrigsten. Deshalb darf das vom Subjekt des natürlichen Monopols erzeugte Gut durch andere Güter nicht substituiert werden.“ Als Subjekt des natürlichen Monopols wird im Gesetz diejenige Organisation bezeichnet, die Güter innerhalb des natürlichen Monopols produziert. Alle Gastransport- und Verteilungsunternehmen in Russland gelten zurzeit als Subjekte des natürlichen Monopols. Das Gesetz hat damit den Ausschluss von Wettbewerb zur Folge, d.h. in den einzelnen Gebieten darf es jeweils nur einen Netzbetreiber geben.

Per Gesetz wird damit jede Zubaumöglichkeit für potenziell neue Netzbetreiber in den Gebieten mit bereits bestehendem Leitungsnetz verhindert, unabhängig davon, ob es sich um Exportleitungen oder regionale Versorgungsleitungen handelt. Für den Neubau von Gasleitungen in bisher unerschlossenen Regionen greift immer noch die Regel der maximalen 20%igen Kapitalbeteiligung für ausländische Investoren. Nur im Rahmen von PSA haben die Investoren das Recht, entsprechend des getroffenen Abkommens neue Erdgasleitungen (Export/Versorgungsleitungen) frei zu bauen (siehe Abschnitt 3.1.1).

3.2 Regulierung der Preise und Transporttarife auf dem russischen Gasmarkt

Die Regulierung der Gaspreise in Russland wird seit Zeiten der sowjetischen Gaswirtschaft durchgeführt. Wie bereits im Abschnitt 2.2 erwähnt, gilt heutzutage die staatliche Preisregu-

lierung als Mechanismus der Subventionierung der Gasverbraucher. Reguliert werden faktisch alle Preise für Stromerzeuger, Industrie, Gewerbe und öffentliche Haushalte, die mit dem von Gazprom und 4 Förderunternehmen in isolierten Regionen Russlands geförderten Gas versorgt werden, sowie für alle privaten Haushalte.

Gemäß der Regierungsverordnung Nr. 1021 vom 29.12.2000 (in der Fassung vom 22.05.2002) „Über die staatliche Regulierung der Gaspreise und Durchleitungstarife in der Russischen Föderation“ werden sowohl die Gaspreise auf dem Binnenmarkt als auch die Tarife für den Gastransport innerhalb von Russland staatlich reguliert. Für die Regulierung und Aufsicht der Gaspreise und Durchleitungstarife ist gemäß Artikel 4 Nr. 1021 vom 29.12.2000 die Föderale Energiekommission (FEK) zuständig, die generell für die Regulierung von natürlichen Monopolen in Russland verantwortlich ist. Für die Ausarbeitung des Regulierungsrahmens ist die Föderale Energiekommission (FEK) in Abstimmung mit dem Ministerium für Wirtschaftsentwicklung und Handel zuständig. Per Regierungsverordnung sind alle Unternehmen der Gasindustrie mit Jahresbeginn 2001 zu getrennter Kostenrechnung der einzelnen Unternehmensbereiche (Förderung, Transport, Vermarktung und Speicherung) verpflichtet, um eine transparente Preisregulierung zu ermöglichen. Obwohl die Unternehmen zu getrennter Kostenrechnung verpflichtet sind, haben Gazprom und 4 Förderunternehmen in isolierten Regionen Russlands gemäß Artikel 21 des Gasversorgungsgesetzes die Möglichkeit zur internen Verrechnung von Transporttarifen und Abnahmepreisen mit ihren Tochtergesellschaften.

Die Preise werden von der FEK ex-ante reguliert. Gemäß der Verordnung Nr. 1021 werden folgende Tarife von der FEK reguliert:

- die Großhandelshandelspreise für industrielle Endverbraucher und Wiederverkäufer,
- die Endverbraucherpreise für Haushalte,
- eine Versorgungsgebühr für die Bereitstellung von Versorgungsdienstleistungen,
- die Durchleitungstarife im Ferngasnetz,
- die Transporttarife im Verteilungsnetz.

Großhandelspreise

Unter Großhandelspreisen werden Preise für direkte Gaslieferungen von Gasproduzenten an industrielle Endverbraucher oder an Zwischenhändler verstanden. Der Großhandelspreis gilt an den jeweiligen Auspeisungspunkten im Ferngasnetz. Einer Regulierung der Großhandelspreise unterliegen Gaslieferungen sowohl von Gazprom als auch von den Gasproduzenten in den isolierten Regionen (Jakutgazprom, Norilskgazprom, Kamtschatgazprom und Rosneft-

Sachalinmorneftegas), während Preise für Gaslieferungen von anderen unabhängigen Gasproduzenten nicht reguliert werden.¹²⁶

Als Bemessungsgrundlage für die Festlegung der Großhandelspreise dienen der FEK die geprüften Förder- und Transportkosten von Gazprom. Die Großhandelspreise werden nach sechs regionalen Preiszonen differenziert. Im Juli 2003 lagen die durchschnittlichen Großhandelspreise zwischen 12,5 und 16,5 US-\$/ Tsd. m³.

Einzelhandelspreise

Die Einzelhandelspreise also die Endverbraucherpreise für private Haushalte, werden von der Regierung festgelegt. Die Preishöhe hängt davon ab, ob das Gas zum Kochen oder Heizen verwendet wird. Wenn Gaszähler vorhanden sind, werden den Endverbrauchern bis zu 10% ermäßigte Einzelhandelspreise in Rechnung gestellt. Im Jahr 2003 lagen die Einzelhandelspreise in Russland zwischen 14 US-\$/ Tsd. m³ im Autonomiegebiet Jamalo-Nenetz und 37 US-\$/ Tsd. m³ in der Region Leningrad.

Versorgungsgebühr

Die Versorgungsgebühr ist als regulierte Marge anzusehen, die der Endverbraucher dem Gaslieferanten für die Versorgungsdienstleistung zu zahlen hat. Sie wird auf den regulierten Großhandelspreis erhoben und nach den jeweiligen Verbrauchsmengen der Endverbraucher gestaffelt. Nach Angaben von Gazprom beträgt die Versorgungsgebühr rund 3% des Großhandelspreises. Sind mehrere Unternehmen an der Gaslieferung beteiligt, so ist die Versorgungsgebühr entsprechend der Vereinbarung zwischen den Unternehmen aufzuteilen.

Transporttarife

Es wird unterschieden zwischen Durchleitungstarifen für das Ferngasnetz von Gazprom sowie einheitlichen Transporttarifen für die Gasverteilungsnetze. Die Kalkulation der Transporttarife orientiert sich an der Deckung der Vollkosten der Verteilungsunternehmen. Außerdem werden auf die Transporttarife der Verteilungsorganisation spezielle Zuschläge zur Finanzierung von Ausbau- und Modernisierungs-Programmen im Bereich der regionalen Gasversorgung (z.B. Erweiterung der Gasverteilungsnetze, etc.) erhoben (Regierungsverordnung Nr. 335 vom 03.05.2001).

Seit 1. August 2003 hat die FEK die Durchleitungstarife für das Ferngasnetz von Gazprom um 20% von 13,8 auf 16,56 RUB/Tsd.m³pro100 km erhöht. Für Gasexportlieferungen durch das Ferngasnetz von Gazprom ist ein Transportentgelt in Höhe von 0,92 US-\$/ Tsd. m³ pro 100 km zu zahlen.

¹²⁶ Die Produzenten, die zu freien Preisen verkaufen dürfen, hatten im Jahr 2002 einen Anteil von 6% am russischen Gasabsatz (siehe Abschnitt 4.1).

Endverbraucherpreis

Der regulierte Endverbraucherpreis am Anschlusspunkt Endverteilungsnetz setzt sich also zusammen aus dem regulierten Großhandelspreis, dem Durchleitungstarif für das Gasverteilungsnetz und der Versorgungsgebühr. Im Fall der Gasabnahme durch Endverbraucher mit direkten Anschlussleitungen aus dem Ferngasnetz entfällt der Durchleitungstarif für das Gasverteilungsnetz.

Das bestehende System der Preisregulierung ist als Basis für die Kalkulation kostenbasierter Großhandelspreise ungeeignet. Da Gazprom und die Produzenten in isolierten Regionen Russlands zur internen Preisverrechnung berechtigt sind, besteht immer die Gefahr, dass die o.g. Unternehmen die Regulierungsbehörde aufgrund der Kostenintransparenz täuschen können. Ebenso ermöglicht die Preisregulierung auf der Basis der internen Verrechnungspreise für die FEK und für die russische Regierung einen weiteren Ermessungsspielraum für die Festlegung der Endverbraucherpreise. Wie im Kapitel 2 der Arbeit dargestellt, orientiert sich die derzeitige Preisregulierung in Russland nicht an wirtschaftlichen Zielsetzungen von Gazprom sondern an struktur-, industrie- und sozialpolitischen Zielsetzungen der Regierung. Ähnliches gilt für die Ausgestaltung des Preisregimes für den Ferngastransport. Während auf der Verteilungsstufe von der Regulierungsbehörde einheitliche kostenbasierte Verteilungsentgelte festgesetzt werden, bestehen auf der von Gazprom beherrschenden Ferngasstufe nur die Durchleitungstarife für unabhängige Unternehmen. Da Gazprom die Transportleistungen innerhalb des Konzerns intern verrechnet, gibt es darüber hinaus keine transparenten Informationen für die Einführung von einheitlichen und kostenbasierten Tarifen.

3.3 Regulierung der Gaslieferungen auf dem russischen Erdgasmarkt

Aufgrund der niedrig gehaltenen Preise und der großen Anzahl der Zahlungsausfälle für Gaslieferungen auf dem Binnenmarkt bestanden für Gazprom in den neunziger Jahren nahezu keine ökonomischen Anreize zur Belieferung des Binnenmarktes. Zur Sicherung der Erdgasversorgung wurde von der russischen Regierung Ende der neunziger Jahre ein Ordnungsrahmen geschaffen, der die Absatzmengen auf dem russischen Erdgasmarkt regeln sollte. Die Planung der Absatzmengen für den gesamten russischen Erdgasmarkt erfolgt jährlich auf der Basis der Verhandlungen zwischen der russischen Regierung und Gazprom. Somit kann Gazprom ebenso einen Einfluss auf die Absatzmengen von anderen Marktteilnehmern nehmen.¹²⁷

Die Regierungsverordnung Nr. 162 „Über die Regeln der Gaslieferungen in Russland“ vom 05.02.1998 beinhaltet im Wesentlichen Vorschriften für die Abwicklung von Erdgaslieferun-

¹²⁷ The IEA gibt in der Studie „World Energy Outlook 2004“ folgende Definition für den russischen Erdgasmarkt: „The domestic gas market in Russia is not a real market at all, but rather a rationing mechanism operated by Gazprom. The company and the government negotiate a gas-supply balance for the country one year ahead, allocating the quantity of gas that Gazprom must supply to domestic consumers at artificially low regulated prices“; IEA (2004), S. 314. Siehe auch Abschnitt 4.4.1.

gen auf dem Binnenmarkt. Sie sieht den Abschluss von Standardverträgen zwischen Versorger und Abnehmer vor, die u. a. auch eventuelle Zahlungsausfälle regeln. Bei Zahlungsausfall wird dem Gasversorger das Recht zugesprochen, die Lieferungen nach festgelegten Regeln zu reduzieren bzw. zu unterbrechen.

Darüber hinaus umfassen die Regeln der Gaslieferungen eine Reihe von administrativen Maßnahmen, die Gazprom auf dem Binnenmarkt durchführen darf. Der *Zentralverwaltung Produktion und Dispatch* (ZPDU) von Gazprom wird die Funktion des Operators der Gaslieferungen und des Gastransportes im Rahmen des gesamten EGS und der angeschlossenen Gasverteilungsnetze zugewiesen. Gemäß Artikel 4 Pkt. 19 der Regeln der Gaslieferungen hat die ZPDU das Recht, (Zeit-)Pläne für eine Beschränkung der Gasversorgung für Endverbraucher aufzustellen. In diesem Fall muss das ZPDU gleichzeitig einen Plan für die Umstellung auf eine Versorgung mit alternativen Primärenergieträgern aufstellen.

Die ZPDU hat bspw. per Verordnung das Recht, die Versorgung der Endverbraucher im Fall eines starken Temperaturrückgangs im Winter einzuschränken. Des Weiteren darf die Versorgung eingeschränkt werden, wenn das Risiko besteht, dass laufende Exportverträge bzw. außerordentliche Staatslieferverträge nicht erfüllt werden können.

Die ZPDU legt somit letzten Endes die Vorschriften für den Betrieb des Gastransportes, der Gaslieferungen und der Gasabnahme für alle beteiligten Unternehmen im Binnenmarkt fest. Dadurch wird Gazprom gesetzlich die Möglichkeit gegeben, sowohl die Erfüllung der Lieferverträge der Holding als auch die Erfüllung der Lieferverträge von unabhängigen Unternehmen wesentlich beeinflussen zu können.

Im Allgemeinen sind in der Verordnung folgende Klauseln für Standardverträge vorgesehen:

Untergrenze des Gasverbrauchs

Der Standardvertrag sieht eine so genannte *Verbrauchsuntergrenze* vor, die nicht unterschritten werden darf. Es handelt sich hierbei um eine Mindestabsatzmenge, die den Minimalbetrieb der Infrastruktur sowie einen minimalen Heizbetrieb gewährleisten. Die Verbrauchsuntergrenze berücksichtigt einen technisch maximal möglichen Einsatz von alternativen Primärenergieträgern beim jeweiligen Abnehmer. Der Gaslieferant hat gemäß Art. 7 Pkt. 34 der Verordnung dennoch das Recht, die Gaslieferungen im Fall von wiederholten Zahlungsausfällen vollständig zu unterbrechen bzw. zu reduzieren. Diese Maßnahmen dürfen aber die *Verbrauchsuntergrenzen* nicht unterschreiten.

Durchschnittliche Tagesnorm, Tagesnorm der Gaslieferung, Mehr- und Mindestgasverbrauch

In den Standardverträgen wird auch die durchschnittliche Tagesnorm *und die Tagesnorm der Gaslieferung* festgelegt. Es handelt sich hierbei um Durchschnittswerte der monatlichen Gasabnahmemengen pro Tag. Die Tagesnorm der Gaslieferung kann im Gegensatz zur durchschnittlichen Tagesnorm entweder vertraglich verhandelt oder unilateral von der ZPDU festgelegt werden.

Abweichungen des tatsächlichen Verbrauchs von der Tagesliefernorm werden als Mehr- bzw. Mindergasverbrauch erfasst. Wenn der Verbraucher mehr Gas als die vorgesehene Tagesnorm verbraucht, hat der Gaslieferant das Recht, die Gaslieferung auf die festgelegte Tagesnorm zu reduzieren. Die Reduzierung darf erst nach Benachrichtigung des Verbrauchers und der zuständigen regionalen Behörde nach Ablauf einer Frist (24 Stunden) erfolgen.

Darüber hinaus müssen alle Gasabnehmer mit Ausnahme von öffentlichen und privaten Haushalten für den Mehrverbrauch einen erhöhten Preis bezahlen. Der Preiszuschlag beträgt 10% für die Sommerperiode (15.04 bis 15.09 des jeweiligen Jahres) und 50% für die Winterperiode (16.09 bis 14.04 des jeweiligen Jahres). Bei Minderverbrauch hat der Abnehmer kein Recht, die nicht abgenommenen Gasmengen zu einem späteren Zeitpunkt nachzubehalten.

Ungleichmäßige Gasbezüge führen dann nicht zu Mehrzahlungen, wenn der Gasbezug zur Wärmeversorgung von privaten und öffentlichen Haushalten dient. Die Deckung eines ungleichmäßigen Gasverbrauchs verursacht höhere Kosten als die Deckung eines gleichmäßigen Verbrauchs. Eine getrennte preisliche Behandlung von Mehrverbrauchs- und Minderverbrauchsmengen ist, wenn sie diese Kostenunterschiede zum Ausdruck bringt, gerechtfertigt.

Das Problem besteht jedoch darin, dass diese Regeln nicht von einer neutralen Stelle, sondern vom dominierenden Gasversorger Gazprom über ihre Geschäftseinheit ZPDU implementiert werden. Dies schafft ein hohes Diskriminierungspotenzial für Gazprom. Gazprom in seiner Funktion als Systemoperator kann Einfluss auf Transaktionen zwischen den unabhängigen Produzenten und deren Kunden (z.B. Preisdiskriminierung, Verweigerung des Netzzugangs, Schaffung von Netzengpässen) nehmen. Die Bedeutung des bestehenden Ordnungsrahmens für die Konzentrationsprozesse und für eine Entwicklung von Wettbewerb auf dem russischen Erdgasmarkt wird detailliert im Kapitel 4.4.1 dargestellt.

3.4 Regulierung des Netzzuganges in der russischen Gaswirtschaft

Die Notwendigkeit zur Schaffung des rechtlichen Rahmens für die Gasdurchleitung durch die bestehenden Gastransportnetze in Russland bestand seit der Privatisierung der Gasindustrie im Jahr 1992. Im Zeitraum 1992-1997 wurden von der Regierung einige Versuche unternommen, einen gesetzlich geregelten Netzzugang für Dritte zu den Ferngasnetzen von Gazprom und zu den Verteilungsnetzen sowie einheitliche Durchleitungsentgelte einzuführen.

Die erste offizielle Einführung des Netzzugangs erfolgte durch die Regierungsverordnung Nr. 858 „Über die Sicherung des Zuganges der unabhängigen Organisationen zum Gastransportsystem von OAO „Gazprom““ vom 14.07.1997. Danach ist die Regierungsverordnung Nr. 1370 „Über die Sicherung des Zuganges von Organisationen zu lokalen Gasverteilungsnetzen“ von 24.11.1998 in Kraft getreten.

Obwohl das im Jahr 1999 veröffentlichte GVG-Gesetz alle in Russland tätigen Gastransportunternehmen verpflichtet, unabhängigen Organisationen Zugang zum Netz zu gewähren, besteht bislang noch kein Gesetz zur Regelung des Netzzugangs in den regionalen Gasversor-

gungssystemen in den isolierten Regionen. Diese Versorgungsmärkte sind vollständig vertikal integriert.

Seit dem Inkrafttreten der Netzzugangsverordnung von 1997 Jahren haben wesentliche Veränderungen in der Nutzung des Ferngastransportsystems stattgefunden. Gazprom ist als Eigentümer des Ferngastransportnetzes verpflichtet, unabhängigen Gaslieferanten Zugang zum Ferngastransportsystem zu gewährleisten. Im Jahr 2002 wurden zwischen Gazprom und 28 unabhängigen Organisationen Durchleitungsverträge mit einem gesamten Durchleitungsvolumen von 103 Mrd. m³ Erdgas abgeschlossen. Nach Angaben von Gazprom wurde 83 Mrd. m³ Erdgas von unabhängigen Produzenten durch das Ferngasnetz durchgeleitet. Demgegenüber betrug die Durchleitungsmenge im Jahr 1998 nur 28 Mrd. m³ Erdgas. Dies betrifft nicht nur inländische Produzenten, sondern auch diejenigen Unternehmen, die sowohl den Export als auch den Transit des zentralasiatischen Erdgases in die GUS-Staaten durch Russland abwickeln (siehe Tabelle 3-3).

Tabelle 3-3: Vertragsvolumen der Erdgasdurchleitungen der unabhängigen Organisationen durch Gasleitungen von Gazprom, 1998-2003; Mrd. m³

Jahr	Anzahl der Dritten	Von Dritten durchgeleitete Gas-mengen	Davon Gas aus Zentralasien und Kasachstan
1998	6	28,2	k.A.
1999	10	83,7	20
2000	20	106,2	k.A.
2001	24	92,4	37,2
2002	33	103,6	44
2003	35	110,4	48,8

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Komarov (2003), Gazprom in: EGM (17/12/2003a), S. 2, MERT (2000), S. 83.

3.4.1 Regulierung des Netzzuganges zu Ferngasnetzen von Gazprom

Derzeit liegt die Entscheidung über den Netzzugang zum Ferngastransportsystem bei Gazprom. Der Staat behält sich in Streitfällen über den Netzzugang eine Schiedsfunktion vor. Hierfür wurde eine Regierungskommission für „Fragen der Nutzung der Ferngas- und Ölpipelines“ (Regierungsverordnung Nr. 843 vom 02.11.2000) gegründet. In dieser Regierungskommission werden hauptsächlich Streitfragen über den Netzzugang von unabhängigen Organisationen behandelt. Die Ex-ante-Regulierung der entfernungsabhängigen Durchleitungstarife und ihre Aufsicht führt die Föderale Energiekommission gemäß Pkt. 5 der Regierungsverordnung Nr. 858 durch.

Die Gasdurchleitung durch das Ferngasnetz von Gazprom erfolgt ausschließlich auf der Basis von Transportverträgen. Als freie Kapazität im Gastransportnetz wird die maximal technisch mögliche Durchleitungskapazität des Transportsystems abzüglich der Gastransportvolumina von Gazprom-Unternehmen sowie abzüglich der Transportvolumina über bereits abgeschlossene Durchleitungsverträge mit unabhängigen Organisationen definiert. Im Rahmen dieser freien Kapazitäten können Durchleitungsanträge für unterschiedlich große Gasmengen für

verschieden lange Fristen gestellt werden (siehe Tabelle 3-4). Die Anschlusskosten an das Ferngasnetz von Gazprom sind vollständig vom Antragsteller zu tragen.

Tabelle 3-4: Vertragstypen beim Netzzugang zu Ferngasleitungen von Gazprom

Vertragstypen	Geltungsdauer	Fristen für die Antragsstellung	Maximale Dauer der Antragsprüfung	Mitteilung der Entscheidung an Antragssteller	Abschluss des Vertrages über die Durchleitung
Kurzfristig	Bis zu einem Jahr	Innerhalb von 3 Monaten, spätestens jedoch 1 Monat vor dem beantragten Durchleitungsbeginn	Innerhalb von 15 Tagen	3 Tage	Spätestens 1 Monat nach der Zusicherung des Netzzuganges
Mittelfristig	Ein bis zu fünf Jahren	Innerhalb von 1 Jahr, spätestens jedoch 3 Monate vor dem beantragten Durchleitungsbeginn	Innerhalb von 2 Monaten	3 Tage	Spätestens 2 Monate nach Zusicherung des Netzzuganges
Langfristig	mehr als 5 Jahre	Innerhalb von 3 Jahren, spätestens jedoch 6 Monate vor dem beantragten Durchleitungsbeginn	Innerhalb von 3 Monaten	3 Tage	Spätestens 3 Monate nach Zusicherung des Netzzuganges

Quelle: Regierungsverordnung (1997), Kap. 1, 8, 13.

Neben den allgemeinen Positionen (Durchleitungsmengen, Fristen, Ein- und Ausspeisepunkt) sind die unabhängigen Organisationen für die Beantragung des Transportvertrages verpflichtet, Gazprom den Gasliefervertrag vorzulegen. Bei mittel- und langfristigen Transportverträgen müssen die Antragsteller gemäß Artikel Pkt. 4 die Quartals- und Jahresliefermengen für das erste Vertragsjahr und für kurzfristige Verträge die Monatsliefermengen angeben.

Darüber hinaus muss der Antrag eine Bestätigung der Gasverteilungsorganisation über die Gasabnahme der durchzuleitenden Gasmenge sowie ein Dokument beinhalten, das die Gasher Herkunft bestätigt und Auskunft über die Zusammensetzung des Gases gibt. Die Gasher Herkunft ist zur Differenzierung der Förderquellen von Gazprom und unabhängigen Produzenten relevant, weil Gasmengen von Gazprom im Gegensatz zu Gasmengen von unabhängigen Produzenten nur zu regulierten Preisen verkauft werden dürfen.

Gazprom werden gemäß Artikel 3 Pkt. 8 der Verordnung unterschiedlich lange Bearbeitungsfristen für die Prüfung der Anträge eingeräumt (siehe Tabelle 3-4). Die Entscheidung über die Durchleitung muss, nach Prüfung der Anträge, innerhalb von 3 Tagen bekannt gegeben werden. Gazprom hat das Recht, nur Teilmengen der insgesamt beantragten Durchleitungsgasvolumina durchzuleiten. Wenn die Kapazität für das beantragte Durchleitungsvolumen nicht ausreicht, hat der unabhängige Gasanbieter nur Anspruch auf Durchleitung in Höhe der existierenden Freikapazität für den beantragten Lieferzeitpunkt. Gemäß Artikel 3 Pkt. 10 der Verordnung werden bei mangelnder Durchleitungskapazität Gaslieferungen an Kommunalunternehmen und Privathaushalte bevorzugt. Gleichmaßen werden langfristige Vertragslaufzeiten von Gazprom für die Durchleitung bevorzugt.

Die unabhängigen Gasanbieter können im Fall einer Ablehnung bzw. Teildurchleitung den Durchleitungsantrag von der Staatskommission „für Fragen der Nutzung der Ferngas- und

Ölpipelines“ überprüfen lassen. Die Kommission muss zusammen mit Vertretern Gazproms und des jeweiligen Antragstellers die endgültige Entscheidung über die Durchleitung treffen.

Gazprom ist gemäß Artikel 20 der Verordnung gegenüber der Staatskommission und Antragstellern rechenschaftspflichtig und muss auf Anfragen Informationen über die zukünftigen Gastransportpläne und freien Transportkapazitäten an den beantragten Anschlusspunkten sowie über alle technisch bedingten Änderungen der Durchleitungsbedingungen zur Verfügung stellen.

Die bestehende Gesetzgebung über die Regulierung des Netzzuganges schafft für Gazprom ein großes Diskriminierungspotenzial. Die Praxis zeigt, dass die Information über die tatsächliche Auslastung des Ferngastransportsystems für unabhängige Organisationen unveröffentlicht bleibt. Die unabhängigen Produzenten erhalten häufig nicht die geforderten Informationen über die Kapazitätsauslastung der Ferngasnetze von Gazprom.¹²⁸ Insbesondere die Regel, dass die Antragsteller ihre Gaslieferverträge mit den Gasabnehmern offen legen müssen, geben Gazprom die Möglichkeit zum Missbrauch. Gazprom kann in diesen Fällen den Netzzugang zu längeren und damit kostenaufwendigeren Transportpipelines gewähren.

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass die Durchleitungsmengen der unabhängigen Organisationen bereits von Gazprom in die jährliche Gasbilanz eingeplant werden (siehe Abschnitt 4.4). Gazprom allein entscheidet also im Voraus darüber, welche Unternehmen zu welchen Konditionen (Durchleitungsfristen/Transportrouten) vorzugsweise Netzzugang erhalten werden.

Die unzureichende Regulierung des Netzzuganges stellt ein grundlegendes Hemmnis für eine Entwicklung eines funktionsfähigen Wettbewerbs auf dem russischen Binnenmarkt dar.

3.4.2 Regulierung des Netzzuganges auf der Verteilungsstufe

Die Regulierung des Netzzuganges auf der Verteilungsstufe ist analog zur Regulierung des Zuganges zum Ferngasnetz von Gazprom festgesetzt worden (siehe Tabelle 3-5). Die Regierungsverordnung Nr. 1370 „Über die Sicherung des Zuganges von Organisationen zu lokalen Gasverteilungsnetzen“ vom 24.11.1998 (in der Fassung vom 28.07.2000) schafft die Rahmenbedingungen für die Durchleitung durch die lokalen Gasverteilungsnetze.

Nach dieser Verordnung hat jede in Russland tätige Organisation in Abhängigkeit der freien Kapazitäten ein Recht auf diskriminierungsfreien Zugang zu den Verteilungspipelines. Als lokales Verteilungsnetz wird das Gasnetz definiert, das zur Versorgung von Endverbrauchern innerhalb einer Region, eines Bezirkes bzw. einer Stadt dient. Als freie Kapazität ist die technisch mögliche Durchleitungskapazität des Systems abzüglich der Gastransportvolumen von Gazprom-Unternehmen und von unabhängigen Organisationen mit bereits bestehenden abgeschlossenen Durchleitungsverträgen definiert.

¹²⁸ Z.B. EGM (15/07/2004), S. 10.

Tabelle 3-5: Vertragstypen beim Netzzugang zu Gasverteilungsnetzen

Vertragstypen	Fristen für die Antragsstellung	Dauer der Antragsprüfung	Mitteilung der Entscheidung an Antragssteller	Fristen des Vertragsabschlusses
Bis zu einem Jahr	Innerhalb von 1 Jahr, spätestens jedoch 3 Monate vor dem beantragten Durchleitungsbeginn	15 Tage	3 Tage	Spätestens 1 Monat nach der Entscheidung über den Netzzugang
Ein bis zu fünf Jahren	Innerhalb von 3 Jahren, spätestens jedoch 6 Monate vor dem beantragten Durchleitungsbeginn	3 Monate	3 Tage	Spätestens 1 Monat nach der Entscheidung über den Netzzugang
Über fünf Jahre	Innerhalb von 1 Jahr, spätestens jedoch 3 Monate vor dem beantragten Durchleitungsbeginn	3 Monate	3 Tage	Spätestens 1 Monat nach der Entscheidung über den Netzzugang

Quelle: Regierungsverordnung (1998a), Art. 6-9.

Die Netzanschlusskosten tragen laut Gesetz die Gaslieferanten bzw. die Gasabnehmer.

Die Durchleitungstarife werden von der Föderalen Energiekommission reguliert. Die Verteilungsorganisationen sind ebenso wie Gazprom dazu verpflichtet, die Staatsregulierungskommission regelmäßig über die verfügbaren freien Transportkapazitäten an den bestimmten Anschlusspunkten sowie über die Änderungen der Durchleitungsbedingungen aus technischen Gründen zu informieren.

3.5 Institutionen der Gaswirtschaft

Im Folgenden werden die für die russische Gaswirtschaft relevanten politischen Institutionen dargestellt. Der Schwerpunkt der Darstellung liegt auf der Kompetenzverteilung der jeweiligen Behörden.

3.5.1 Föderale Institutionen

Regierung der russischen Föderation

Die Regierung der Russischen Föderation spielt die dominierende Rolle in der russischen Gaswirtschaft. Sie ist für die Preispolitik auf dem russischen Gasmarkt, für die Bewilligung der Investitionsprogramme von Gazprom sowie für Verhandlungsfragen der internationalen Energiepolitik zuständig. Die Regierung hat durch die Ernennung von A. Miller als neuem Vorsitzenden des Vorstands 2001 den Einfluss auf die Geschäftsführung von Gazprom verstärkt. Derzeit besteht der Aufsichtsrat von Gazprom aus 12 Personen, von denen drei Ministerposten in der russischen Regierung innehaben. Zu ihnen zählen der Vize-Premierminister und zwei Vertreter aus der Präsidentialverwaltung.

Ministerium für Naturressourcen

Das Ministerium für Naturressourcen verwaltet im Auftrag des russischen Staates alle Naturressourcen. Eine der wesentlichen Aufgaben besteht darin, für eine rationelle Ausbeutung der Naturressourcen zu sorgen. Bezogen auf den Gassektor ist das Ministerium für die Bildung des föderalen Gasreservenfonds sowie für die Direktvergabe und Ausschreibungen von Lizenzen für die Erkundung und Ausbeutung der Erdgasreserven zuständig.

Russisches Ministerium für Energiewirtschaft

Das Ministerium für Energiewirtschaft (Energieministerium) ist für die strategische Entwicklung des russischen Erdgassektors zuständig. Das Ministerium vertritt die Interessen der russischen Gaswirtschaft in der internationalen Politik und schließt strategische Abkommen im Bereich der Energiepolitik mit anderen Ländern ab (z.B. Partnerschaftsmemorandum über Gaslieferungen nach Großbritannien in 2003). Im Mai 2003 veröffentlichte das Energieministerium die russische Energiestrategie bis 2020.

Föderale Energiekommission

Die Föderale Energiekommission (FEK) ist die zentrale Regulierungsinstitution für natürliche Monopole in Russland. Die FEK reguliert die Tarife für Energieproduktion und Dienstleistungen nicht nur im Energie-(Gas, Strom, Wärme), sondern auch im Verkehrssektor (Bahn-, Schiff- und Luftverkehr). Im Gassektor beschäftigt sich die FEK seit 1997 mit der Festlegung der Durchleitungstarife für die Ferngas- und Verteilungsnetze sowie der Großhandels- und Endverbraucherpreise in den Regionen Russlands.

Ministerium für Wirtschaftsentwicklung und Handel

Die Tätigkeit des Ministeriums für Wirtschaftsentwicklung und Handel (MERT) ist mit der volkswirtschaftlichen Entwicklung Russlands verbunden. Aufgrund der besonderen Rolle des Energiesektors in der russischen Volkswirtschaft befasst sich MERT verstärkt mit der Restrukturierung des russischen Binnenmarktes und Gazprom.

Zwischen MERT, Regierung und FEK wurden in den letzten Jahren intensive Diskussionen über die zukünftige Struktur des russischen Erdgasbinnenmarktes und der Organisation der Exporte geführt. Während Regierung und FEK eine stufenweise Anhebung der regulierten Gaspreise auf dem Binnenmarkt befürworteten, strebte MERT die Liberalisierung des Binnenmarktes mit einer rechtlichen Entbündelung der Transportsparte (legal unbundling) und eine Demonopolisierung der Erdgasproduktion von Gazprom an.

Die im Zeitraum 2000-2003 von MERT vorgelegten zahlreichen Konzepte zur Restrukturierung von Gazprom und einer stufenweise Liberalisierung des russischen Erdgasbinnenmarktes wurden im Frühjahr 2004 durch die russische Regierung verworfen.

Zentrales Problem des politischen Ordnungsrahmens für die russische Gaswirtschaft ist die Vermischung politischer und wirtschaftlicher Interessen durch die Mehrheitsbeteiligung des russischen Staates an Gazprom sowie die fehlende Unabhängigkeit der Regulierungsbehör-

den. Letztere sind von der russischen Regierung abhängig, die alle Gesetzentwürfe in Russland letztlich nach der Verabschiedung des Parlaments bewilligt. Diese Gemengelage fördert politische Einflussnahme und Vetternwirtschaft und lässt nicht erwarten, dass institutionelle Rahmenbedingungen immer unter einem ökonomischen Kalkül gesetzt werden.

3.5.2 Gaswirtschaftliche Verbände

Es finden sich neben staatlichen Institutionen seit 2002 auch private Verbände, die zurzeit ebenso Konzepte für die Entwicklung des russischen Erdgasbinnenmarkts erarbeiten. Die Frage nach ihrem politischen Entscheidungsspielraum bleibt allerdings noch offen.

Russische Gasgesellschaft (RGO)

Die russische Gasgesellschaft (RGO) wurde im Jahr 2002 gegründet. Zu den Verbandsmitgliedern zählen neben Gazprom, verschiedene unabhängige Produzenten und Verteilungsorganisationen auch Vertreter von föderalen Institutionen.

Die Russische Gasgesellschaft gilt als eine Schnittstelle zwischen den Interessenvertretern der Gaswirtschaft und der Regierungsorganisationen. Die Mitglieder von RGO sind Unternehmen, die 96% der inländischen Gasförderung sichern. Die Gesellschaft vertritt die Interessen der Mitglieder in Fragen der Preisbildung, der Gasabsatzpolitik auf dem Endverbrauchermarkt in Russland. Die politische Aufgabe von RGO besteht in der Suche nach einem optimalen Lösungsweg für die langfristige Finanzierung der Gasindustrie unter Beibehaltung der starken staatlichen Regulierung und Monopolstellung von Gazprom.

Im Jahr 2002 hat RGO Ergänzungsentwürfe für das Gesetz über die Gasversorgung sowie für andere Gesetze für den Gassektor vorbereitet. RGO initiiert die Erarbeitung der zukünftigen "GUS-Gasrichtlinie". Seit November 2003 ist RGO ordentliches Mitglied der International Gas Union (IGU).

Verband der unabhängigen Gasproduzenten (Sojuzgas)

Der Verband der unabhängigen Gasproduzenten (Sojuzgaz) vereinigt die neun unabhängigen Gasproduzenten im Autonomiegebiet Yamalo-Nenetsk. Dazu gehören die Fördertochterunternehmen und Joint Ventures von Gazprom, Itera, Novatek und Yukos. Der Verband vertritt vor allem die Interessen der unabhängigen Gasproduzenten in Russland. Die Ziele des Verbandes sind die Vorbereitung von Gesetzentwürfen zwecks einer Optimierung der bestehenden Preis- und Steuerregulierung, sowie die Teilnahme am Energiedialog mit Gazprom und föderalen Institutionen über eine mögliche Restrukturierung des russischen Gasmarktes.

Russischer Unternehmerverband (RSP)

Der RSP erarbeitete auch Restrukturierungskonzepte für den Gasmarkt. Das im Jahr 2002 von RSP veröffentlichte Konzept für eine Restrukturierung des Binnenmarktes sieht eine vollständige Freigabe der staatlich regulierten Preise unter Beibehaltung der derzeitigen Monopolstruktur von Gazprom vor.

4 Marktstrukturen in der russischen Gaswirtschaft

Trotz der erschwerten Marktzutrittsbedingungen sind neben Gazprom einige Erdgasunternehmen auf dem russischen Erdgasbinnenmarkt tätig. Während Gazprom auf der Transportstufe und für Gaslieferungen nach Europa das Monopol hält, sind sowohl auf der Produktions- als auch auf der Gasverteilungsstufe weitere, überwiegend private Unternehmen tätig (siehe Tabelle 4-1).

Im Folgenden werden die derzeitige Struktur und die Entwicklungsprozesse auf dem russischen Erdgasbinnenmarkt analysiert. Es wird dargestellt, wie sich der russische Erdgasmarkt unter dem Einfluss des bestehenden Ordnungsrahmens in den letzten Jahren entwickelte. Untersucht werden die Entwicklung der Kapitalbeteiligungsverhältnisse der Unternehmen und die daraus resultierenden Konzentrationsprozesse getrennt nach Marktstufen.

Zu diesem Zweck wird der vertikale dreistufige Aufbau der russischen Gasindustrie in folgenden Bereichen untersucht:

- Produktion/ Importe,
- Ferngastransport und Speicherung,
- Verteilung.

Erdgashandel findet auf allen drei Stufen der Gasindustrie statt und wird als selbständige Wertschöpfungsstufe behandelt. Weil in den vom EGS isolierten Regionen vollständig vertikal integrierte Erdgasversorgermonopole etabliert sind, werden diese Regionen von der Analyse des Erdgashandels ausgenommen. Die Darstellung der Erdgasversorger in den isolierten Regionen beschränkt sich ausschließlich auf die Kapitalbeteiligungsverhältnisse.

Tabelle 4-1: Der russische Erdgasmarkt, 2003

Bereich	Volumen	Unternehmen	Anteil
Reserven	47,3 Bill. m ³	Gazprom Unabhängige Produzenten Staatsreservenfond	55% 30% 15%
Förderung	616,8 Mrd. m ³	Gazprom Unabhängige Produzenten	88% 12%
Import	2 Mrd. m ³	Gazprom	100%
Transport (ESG)	674,1 Mrd. m ³ (153,8 Tsd. km)	Gazprom	100%
Speicherung	61 Mrd. m ³	Gazprom	100%
Verteilung	254 Mrd. m ³ (496,6 Tsd. km)	Gazprom 203 regionale bzw. lokale Verteiler	43% 57%
Vertrieb (Liefere- rungen an End- verbraucher)	378 Mrd. m ³	Gazprom Unabhängige Produzenten 15 regionale bzw. lokale Verteiler	77% 20% 3%
Export Europa	132,9 Mrd. m ³	Gazprom	100%
Export GUS *	54,6 Mrd. m ³	Gazprom Unabhängige Produzenten und Zwischenhändler	78% 22%

Export GUS*: Eigene Schätzung der Aufteilung der Exporte auf Gazprom und andere Exporteure.

Quelle: Gazprom: Unternehmensdaten, Geschäftsbericht 2003; Interfax Petroleum Report (2003), eigene Schätzungen.

4.1 Erdgasförderung

88% der Erdgasförderung entfielen im Jahr 2002 auf Gazprom. Als „unabhängige Erdgasproduzenten“ werden diejenigen Unternehmen bezeichnet, die nicht in der Organisationsstruktur von Gazprom integriert sind und Erdgas zu freien Preisen auf dem Binnenmarkt absetzen können. Zu den unabhängigen Gasproduzenten gehören:

- Vertikal integrierte Ölgesellschaften, die derzeit überwiegend Begleitgas als Nebenprodukt der Erdölgewinnung fördern und über wesentliche Erdgasreserven verfügen. Die größten in der Gasförderung tätigen Erdölgesellschaften sind Lukoil, Rosneft, Yukos, TNK-BP, Surgutneftegas.
- Unabhängige Erdgasproduzenten, die hauptsächlich Erdgas in räumlicher Nähe zum EGS in der Nadym-Pur-Taz-Region gewinnen. Der überwiegende Anteil der Förderung der unabhängigen Erdgasproduzenten verteilt sich auf die Unternehmen Itera, Novatek und Northgas.

- Förderunternehmen in den isolierten Regionen, die nicht an das EGS angeschlossen sind (Norden des Gebietes von Krasnojarsk, Jakutien, Sachalin und Kamtschatka) und diese Regionen mit Erdgas über eigene regionale Gasversorgungssysteme versorgen.

Obwohl die unabhängigen Produzenten derzeit mit einem Anteil von 12% der Gesamtproduktion noch eine untergeordnete Rolle spielen, können sie zukünftig, da sie über knapp ein Drittel der russischen Erdgasreserven verfügen, eine deutliche Steigerung der Eigenproduktion erreichen.

4.1.1 Gazprom

Gazprom besaß im Jahr 2002 nach Angaben des russischen Ministeriums für Wirtschaftsentwicklung 157 Lizenzen, die zur Erschließung von Gasreserven in Russland berechtigen. Es handelt sich hierbei um Lizenzen für die Erschließung von 80 Gaslagerstätten mit Gasreserven der Kategorie A+B+C1 von 26,1 Bill. m³.¹²⁹ Die Reserven von Gazprom sind im Wesentlichen in wenigen Riesengasfeldern konzentriert, die beinahe alle schon entwickelt sind. Allein die zehn größten Gasfelder von Gazprom enthalten 90% der Gesamtgasreserven des Unternehmens.¹³⁰ Hierbei handelt es sich praktisch um alle bereits entwickelten Riesenlagerstätten in Westsibirien und dem europäischen Teil Russlands. Dazu zählen die Riesenlagerstätten Jamburg, Urengoj, Zapoljarnoe, Komsomol und Medvezhje in der Nadym-Pur-Taz-Region, Astrakhan im Süden, und Orenburg in der Wolga-Region. Diese Gasfelder sichern derzeit knapp 90% der russischen Erdgasproduktion (siehe Abschnitt 2.3.2). Weiterhin verfügt Gazprom über Lizenzen zur Entwicklung der bislang noch nicht erschlossenen Felder Bovanenka, Kharasavey und Novoport auf Jamal. Durch das Joint Venture Sevmorneftegas hält Gazprom zusammen mit Rosneft die Lizenz zur Entwicklung von Schtokmanov in der Barentssee. Somit verfügt Gazprom über 64% der gesamten Erdgasreserven in Westsibirien. In der Region Süd verfügt Gazprom über rd. 90% der gesamten Reserven. In der Wolga-Region hält Gazprom die Förderlizenzen für 75% der Erdgasreserven.¹³¹

Gründe für die hohe Marktkonzentration auf der Produktionsstufe

Gazprom erlangte die führende Position in den bereits entwickelten Förderregionen im Wesentlichen durch die Privatisierung der Gasindustrie im Jahr 1992. Die Übernahme der zur damaligen Zeit bereits entwickelten Gasfelder durch Gazprom erfolgte mit Inkrafttreten der Gesetzesnovelle über Bodenschätze Nr. 3314-1 vom 15.07.1992. Die Novelle sah vor, allen Förderunternehmen kostenlose Lizenzen für diejenigen Lagerstätten auszustellen, die bereits

¹²⁹ Nach Angaben des russischen Ministeriums für Wirtschaftsentwicklung und Handel enthalten die Lizenzen von Gazprom auch die Ressourcen der Kategorie C2 in Höhe von 5 Bill. m³. Sie werden aber in diesem Gliederungspunkt nicht berücksichtigt, weil es sich bei der Kategorie C2 um nachgewiesene, aber derzeit nicht gewinnbare Reserven handelt.

¹³⁰ Vgl. Mazalov, I. et al. (2002), S. 7.

¹³¹ Vgl. Rezunenka, V. I. et al. (2001), S. 11.

in den Bilanzen der Unternehmen aufgeführt waren.¹³² Gazprom wurden zum damaligen Zeitpunkt von 126 in der Bilanz aufgeführten Lizenzen 115 ohne Ausschreibung bzw. Auktion zur Nutzung unentgeltlich überlassen.¹³³ Die Übernahme der noch nicht erschlossenen Riesengasfelder auf der Halbinsel Jamal und in der Nadym-Pur-Taz Region durch Gazprom erfolgte durch den Erlass des Präsidenten Nr. 539 vom 1.06.1992. Der Erlass zielte auf eine beschleunigte Erschließung der Riesengasfelder ab.¹³⁴ Im Rahmen der unentgeltlichen Vergabe übernahm Gazprom die noch nicht entwickelten Gasfelder Bovanenko und Kharasavey auf der Halbinsel Jamal und Zapoljarnoe, Evo-Jachinskoe, Peszovoe und andere Gaskondensatlagstätten in der Nadym-Pur-Taz Region.¹³⁵

Interne Organisationsstruktur von Gazprom auf der Produktionsstufe¹³⁶

Gazprom besitzt derzeit 13 Tochterfördergesellschaften. Davon sind 6 Unternehmen in Westsibirien tätig. Die vier westsibirischen Tochterunternehmen Urengojgazprom, Jamburggasodobytscha, Nadymgazprom und Nojabrskgasodobytscha stellten im Jahr 2002 92% der Gasförderung. In der Wolgaregion ist das Unternehmen *OOO Orenburggazprom* tätig. Das Unternehmen deckt rd. 5% der Förderung von Gazprom ab.¹³⁷ Rund 2,5% der Förderung entfallen auf das Unternehmen *Astrakhangazprom*, das im Süden Russlands das Gaskondensatfeld *Astrakhan* entwickelt. Die restlichen Anteile von 0,5% entfallen auf die folgenden Unternehmen: *Tjumentransgas* und *Surgutgazprom* im Westsibirischen Becken, *Kubangazprom* und *Kavkasgazprom* im Süden Russlands und *Severgazprom* im Timan-Petschora-Becken (Republik Komi). Im Wesentlichen aber fungieren die 7 aufgezählten Unternehmen als integrierte Ferngasnetzbetreiber, deren Geschäftsbereich „Gasproduktion“ als Nebentätigkeit angesehen werden kann.

¹³² Vgl. Artikel 19 der Regierungsverordnung „Über die Ordnung der Lizenzierung und Nutzung der Bodenschätze vom 15.07.1992“ als Novelle des Bodengesetzes vom 21.02.1992.

¹³³ Vgl. Tschernischov, S. (2001), S. 2.

¹³⁴ Vgl. Punkte 1 und 2 des Präsidialerlasses Nr. 539 über die „Über die dringenden Maßnahmen der Entwicklung neuer Riesengasfelder, auf der Halbinsel Jamal, in der Barentssee und auf dem Schelf der Insel Sachalin“.

¹³⁵ Siehe Pkt. 2 des Präsidialerlasses Nr. 539 über die „Über die dringenden Maßnahmen der Entwicklung neuer Riesengasfelder, auf der Halbinsel Jamal, in der Barentssee und auf dem Schelf der Insel Sachalin“; Vgl. Krjukov, V. A. (1998), S. 228.

¹³⁶ Wenn keine anderen Quellen für die Darstellung der Kapitalverflechtungen angegeben sind, sind die Daten den Geschäftsberichten von Gazprom entnommen.

¹³⁷ Vgl. MERT (2003a), Kapitel 2.

Tabelle 4-2: Bedeutende Tochterunternehmen und Joint Ventures von Gazprom

Größte Erdgasfelder nach Regionen und Lizenzinhabern (Tochterunternehmen)	
Tochterunternehmen und Joint Ventures nach Regionen	Erdgasfelder
West-sibirisches Becken	
Nadymgazprom (100%)	Medvezhje, Kharasavey, Bovanenکو, Novoport (Jamal)
Jamburggasodobytscha (100%)	Jamburg, Zapoljarnoe
Urengojgazprom (100%)	Urengoj
Nojabrskgasodobytscha (100%)	Komsomol, Zapadno-Tarkosale;
Purgas (51%)	Gubkinskoe
Vostokgazprom (83,8%)	Severo-Vasjugan, Myldzhino
Süd Region	
Astrakhangazprom (100%)	Astrakhan
Wolga Region	
Orenburggazprom (100%)	Orenburg
Barentssee	
Sevmorneftegas (50%)	Schtokmanov (Anteil von Gazprom beträgt 1,4 Bill. m ³)

Quelle: Gazprom (2003a), Mazalov, I. et al. (2002) .

Alle 11 Tochtergesellschaften, an denen Gazprom 100% des Aktienkapitals hält, sind Gesellschaften mit beschränkter Haftung. Alle Förder-, Transport- und Versorgungsgesellschaften von Gazprom wurden im Rahmen des Präsidialerlasses Nr. 426 von 28.04.1997 „Über die Hauptbestimmungen der strukturellen Reform der natürlichen Monopole“ im Jahr 1999 in Gesellschaften mit begrenzter Haftung umgewandelt. Um Quersubventionierung zu vermindern, wurden im Rahmen der Restrukturierung die nicht mit der Erdgasförderung verbundenen Bereiche von den Fördergesellschaften entbündelt. Die Exploration sowie die Betriebsbohrungen werden seit 1997 von der neu gegründeten Tochtergesellschaft *Burgas* durchgeführt. Für die Aufbereitung von Erdölgas ist das Unternehmen *Sibur*, an dem Gazprom einen Anteil von 75% hält, zuständig.

Wettbewerbspotenzial der Fördertochtergesellschaften

Im Mittelpunkt der Bemühungen um eine wettbewerbliche Organisation des russischen Erdgasbinnenmarktes steht die Förderung von Wettbewerb in den Bereichen Erdgasförderung und Erdgashandel. Von der Wettbewerbsintensität in der Erdgasproduktion hängt das Niveau der Marktpreise für Erdgasendverbraucher auf dem Binnenmarkt ab. Die Preise setzen sich bei einer effizient arbeitenden Konkurrenz aus den langfristigen Grenzkosten der Förderung, aus den Vollkosten des Gastransports und aus den handelsspezifischen Transaktionskosten zusammen. Beim derzeitigen hohen Grad der Marktkonzentration auf der Produktionsstufe, die sich auch zukünftig aufgrund des überwiegenden Anteils der Erdgasreserven in der Hand von Gazprom voraussichtlich nicht wesentlich ändern wird, kann es sich kaum um einen intensiven Produzentenwettbewerb handeln. In einer Reihe von Konzepten zur Restrukturierung des russischen Erdgasbinnenmarktes, die zum Großteil vom russischen Ministerium für Wirtschaftsentwicklung erarbeitet wurden, ist die Demonopolisierung der Erdgasförderung in

Russland mittels der eigentumsrechtlichen Entbündelung einzelner Gazprom-Fördertöchter vorgesehen.¹³⁸

Die Fördertochtergesellschaften von Gazprom sind wirtschaftlich teilselbständig, d.h. sie dürfen das geförderte Erdgas ausschließlich an Vertriebstöchter von Gazprom liefern. Da derzeit alle Transaktionen innerhalb von Gazprom zu internen Verrechnungspreisen durchgeführt werden, wird auch das Erdgas an die Vertriebstochterunternehmen zu internen Verrechnungspreisen ab Bohrloch abgesetzt. Diese Preise werden für alle Fördertöchter einheitlich festgesetzt. Das Verrechnungspreisessystem von Gazprom gibt keinen Aufschluss darüber, ob die Betriebstätigkeit der Fördergesellschaften kostendeckend ist.

Alle Investitionen von Gazprom in die Erdgasproduktion werden im Rahmen des Investitionsprogramms der Holding getätigt. Die festgelegten Verrechnungspreise decken nur die Betriebskosten der Fördertöchter. Auch spiegeln sie nicht die tatsächlichen Förderkosten der einzelnen Fördertöchter wider, da die Verrechnungspreise für alle Gazprom-Unternehmen einheitlich festgelegt sind.¹³⁹

4.1.2 Unabhängige Produzenten

Im Folgenden werden der Erwerb der Reserven, die Beteiligungsverhältnisse und Förderaktivitäten der unabhängigen Produzenten dargestellt.

Im Jahr 2002 verfügten die Ölkonzerne über Erdgasreserven in Höhe von 10,7 Bill. m³, während die unabhängigen Erdgasproduzenten Erdgasreserven in Höhe von 3,5 Bill. m³ besaßen. Obwohl die Erdölgesellschaften über weitaus mehr Erdgasreserven als die unabhängigen Erdgasproduzenten verfügen, förderten sie im Laufe der 90er Jahre überwiegend Begleitgas, insgesamt 35 Mrd. m³ (siehe Tabelle 4-3). Die unabhängigen Erdgasproduzenten begannen erst Ende der 90er Jahre mit der Erdgasförderung. Im Jahr 2002 produzierte Itera bereits 23 Mrd. m³, Novatek 14 Mrd. m³ und Northgas 3,9 Mrd. m³ Erdgas.

¹³⁸ Z.B. MERT (2003), Kap. 2.

¹³⁹ Vgl. MERT (2003b), Kap. 4.

Tabelle 4-3: Gasproduktion der integrierten Ölproduzenten (Erdgas und Propan-Butan), 1998-2002; Mrd. m³

In Mrd. m ³	1998	1999	2000	2001	2002	Anteil der Erdgasförderung an der gesamten Gasproduktion (2002) (**)
Lukoil	2,9	3,0	3,2	3,7	4,3	12%
YUKOS	1,5	1,5	1,6	1,7	2,4	6%
Surgutneftegas	10,3	11,1	11,1	11,1	13,3	0%
Sidanco (*)	2,1	2,1	1,5	1,5	1,1	52%
Tatneft	0,7	0,7	0,8	0,8	0,7	0%
TNK-BP	1,8	1,8	2,7	4,7	3,6	100%
Sibneft	1,5	1,4	1,4	1,6	1,4	0%
Bashneft	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	9%
Rosneft	4,9	4,9	5,6	7,0	6,5	59%
Slavneft	0,7	0,7	0,7	1,4	1,1	0%
ONAKO (*)	1,7	1,6	1,5	**	**	35%
Gesamt Ölproduzenten	28,9	29,8	31,0	33,8	34,8	19%

Anmerkungen:

(*) Seit 2001 sind ONAKO und Sidanco die Tochtergesellschaften von TNK-BP.

(**) Prozentanteile der Erdgasförderung an der gesamten Gasproduktion der vertikal integrierten Erdölgesellschaften (Erdgas + Propan-Butan).

Quelle: Neftyanaya Torgovlya in: Dashevsky (2001), S. 11., Gazprom, Geschäftsberichte der Unternehmen, Interfax Petroleum Report, eigene Berechnungen.

Die vertikal integrierten Erdölgesellschaften haben ihre Erdgasreserven im Wesentlichen im Zuge der Privatisierung der russischen Erdölwirtschaft erhalten. Maßgeblich für die Vergabe der Lizenzen für unerschlossene Gasreserven war die Verordnung Nr. 180 des russischen Ministerrats aus dem Jahr 1993, die eine beschleunigte Inbetriebnahme von 179 Erdöllagerstätten durch das Staatsunternehmen Rosneft vorsah. Die Verordnung gab den berechtigten Tochtergesellschaften von Rosneft Fristen für die Inbetriebnahme der Lagerstätten vor und schrieb jährliche Fördermengen für die Jahre 1993 bis 1995 fest. Einige dieser Lagerstätten enthalten Gaskondensatschichten mit Erdgasreserven.

Parallel dazu wurde mit der Gründung der vertikal integrierten Tochtergesellschaften von Rosneft (Lukoil, Surgutneftegas und Yukos) die Restrukturierung der Erdölindustrie eingeleitet. Im Jahr 1994 wurden neben weiteren Unternehmen Slavneft, Sidanco, WNK und Onako aus Rosneft ausgegliedert und privatisiert. Im Jahr 1995 wurden TNK und Sibneft gegründet. In einigen autonomen Republiken wurden die regionalen Tochtergesellschaften von Rosneft in private vertikal integrierte Erdölgesellschaften umgewandelt (u.a. Tatneft, Bashneft und Komi-Tek). Mit Gründung dieser neuen Erdölgesellschaften wurden jeweils auch die Förderlizenzen für Erdgasreserven auf diese Unternehmen übertragen. Von 1999-2001 fanden einige wesentliche Übernahmen statt, die zur derzeitigen Aufteilung der Erdgasreserven unter den vertikal integrierten Erdölgesellschaften führte. Komi-Tek wurde durch Lukoil, Sidanco und Onako durch TNK übernommen. Im Jahr 2002 fusionierten TNK und BP Russia zu TNK-BP und erweiterten mit dieser Fusion nochmals ihr Erdgasförderpotenzial. Bis auf Rosneft sind alle vertikal integrierten Erdölgesellschaften mittlerweile vollständig privatisiert und auf internationalen Erdölmärkten aktiv. Obwohl sie über große Erdgasreserven und Investitionskapital verfügen, sind sie in der Regel nicht an der Produktion von Erdgas beteiligt.

pital verfügen, haben die Erdölunternehmen bislang relativ wenig Erdgas gefördert. Während es bis 1997 keinen gesetzlich geregelten Netzzugang gab, so dass die unabhängigen Produzenten praktisch keine Möglichkeiten zur Vermarktung des Erdgases hatten, lässt sich ihre geringen Förderaktivitäten der letzten Jahre durch zwei Ursachen begründen. Zum einen ist davon auszugehen, dass Gazprom trotz der Netzzugangsregelung von 1997 keinen diskriminierungsfreien Netzzugang gewährt; so wird der Erdgasexport von Erdölgesellschaften auf die Erdgasmärkte Westeuropas durch die fehlenden Ferngastransportmöglichkeiten verhindert. Zum anderen haben Erdölfirmer im Vergleich zu den reinen Erdgasproduzenten den Vorteil, dass sie ihre Gewinne aus ihrem Kerngeschäftsbereich Erdöl erwirtschaften. Deshalb hängt der Anreiz von Erdölgesellschaften zur Erschließung der Erdgasreserven von der Schaffung von diskriminierungsfreien Absatzbedingungen auf dem Binnenmarkt ab. Im Weiteren werden die erdgasfördernden vertikal integrierten Erdölgesellschaften¹⁴⁰ dargestellt.

Lukoil

Nach Angaben von Lukoil betragen die Gasreserven des Unternehmens im Jahr 2002 855,9 Mrd. m³¹⁴¹, dies entspricht rd. 2% der gesamten russischen Gasreserven. Bei der Auswertung der Reserven ist schwer festzustellen, welche Anteile der Reserven auf Erdgas entfallen. Mit der Produktion von 4,27 Mrd. m³ in 2002 deckte Lukoil knapp 1% der gesamten russischen Gasförderung ab. Das Fördervolumen von Lukoil setzt sich nach wie vor überwiegend aus Begleitgas zusammen. Die Erdgasreserven sind praktisch noch nicht erschlossen. Auf Erdgas entfällt nur 12% der Gasproduktion von Lukoil. Die wesentlichen Erdgasreserven konzentrieren sich auf der Halbinsel Jamal und in der Nadym-Pur-Taz-Region. Lukoil ist der einzige unabhängige Produzent, der neben Gazprom über Erdgasreserven auf der Halbinsel Jamal verfügt. Auf die Jamal-Erdgasfelder Severomessojehskoe, Perekatnoe, Vareyskoe, Halmerpajutinskoe entfallen 60% der Erdgasreserven von Lukoil. Durch eine 40%-ige Beteiligung am Förderunternehmen Nakhodkaneftegaz, erworben vom unabhängigen Produzenten Novatek im Jahr 2003, hat Lukoil eine 100%-ige Kontrolle über das Erdgasfeld Nakhodkinskoe in der Nadym-Pur-Taz erreicht, dessen geschätzte Erdgasreserven rd. 100 Mrd. m³ betragen. Rund ein Viertel der Reserven von Lukoil sind auf dem Kaspischen Schelf konzentriert. Die übrigen Anteile setzen sich aus Erdgas in den Regionen *Timan-Petschora, Wolga und Ural* zusammen.

Rosneft

Rosneft ist zurzeit die einzige vertikal integrierte Erdölgesellschaft in Russland mit einer 100%-igen Staatsbeteiligung am Aktienkapital. Nach Angaben des Unternehmens betragen die

¹⁴⁰ Quellen für die Darstellung der Kapitalverflechtungen, Reserven und Fördermengen der Erdölgesellschaften sind die Geschäftsberichte und die offiziellen Internet-Seiten der Unternehmen.

¹⁴¹ Mit der kompletten Übernahme des Erdgasfeldes Nakhodkinskoe in 2003 belaufen sich die aktuellen Reserven von Lukoil auf über 900 Mrd. m³.

gesamten Erdgasreserven (A+B+C1) unter Berücksichtigung von gemeinsamen Anteilen an Joint Ventures 3,9 Bill. m³. Die Erdgasförderung betrug 6,45 Mrd. m³ im Jahr 2002.

Der überwiegende Anteil der Erdgasreserven ergibt sich durch Kapitalbeteiligungen an anderen Unternehmen. Rosneft hat zusammen mit Gazprom das Unternehmen *Sevmorneftegas* gegründet. Dieses Unternehmen verfügt über Lizenzen für die Erschließung des Riesengaskondensatfeldes *Shtokmanov* in der Barentssee, dessen gesamten Erdgasreserven 3,2 Bill. m³ betragen. Der Anteil der Erdgasreserven von Rosneft an *Shtokmanov* beträgt rd. 2 Bill. m³. Durch das Tochterunternehmen *Rosneft-Purneftegas* (Anteil von Rosneft: 83,09%) kontrolliert Rosneft die westsibirischen Gasfelder *Ety-Purovsk*, *Vyngajakha*, *Kharampur*, *Komsomol* und *Severo-Komosmol*, deren gesamte Reserven rd. 1,6 Mrd. m³ betragen. Zusätzlich besitzt Rosneft das Tochterunternehmen *Rosneft-Kransnodarneftegas* im Süden Russlands, das über Erdgasreserven von 228 Mrd. m³ verfügt.

Alle übrigen Erdgasreserven von Rosneft basieren auf Production Sharing Agreements mit internationalen Konsortien. Es handelt sich hierbei sowohl um Gas- als auch Erdölprojekte auf der Insel Sachalin im Fernen Osten Russlands. An diesem internationalen Konsortium (Projekt Sachalin 1) hält Rosneft neben dem Operator Exxon Mobil (30%) und anderen Unternehmen eine Beteiligung von 20%. Die gesamten Erdgasreserven im Projekt Sachalin 1 betragen 317,5 Mrd. m³.

Mit der britischen BP besteht eine strategische Allianz für die Durchführung der Projekte Sachalin 4 und Sachalin 5. Derzeit werden Machbarkeitsstudien für diese Projekte erarbeitet. Die Lizenzen für die Erkundung sind jedoch noch nicht ausgeschrieben. Die Reserven dieser Projekte werden auf 521 Mrd. m³ Erdgas geschätzt. Rosneft fördert aktuell jeweils rund ein Drittel Gas in Westsibirien, im Fernen Osten und im Süden Russlands. In Westsibirien wird derzeit fast ausschließlich Begleitgas gefördert. Das im Fernen Osten durch das vertikal integrierte Tochterunternehmen *Rosneft-Sachalinmorneftegas* geförderte Erdgas wird zur regionalen Versorgung der Halbinsel Sachalin eingesetzt.

TNK-BP

Im Jahr 2003 haben die britische BP und die russischen Kapitalbeteiligungsgesellschaft Alfa Group in Kooperation mit Access/Renova Holdings (AAR) aus BP Russia und der vertikal integrierten Erdölgesellschaft TNK International (ein Tochterunternehmen der Alfa Group), das Joint Venture TNK-BP gegründet. AAR und BP halten jeweils 50% der Lizenzen für das Erdölgasfeld *Russkoe* in der Nadym-Pur-Taz-Region und das Gaskondensatfeld *Kovykta* in Ostsibirien, dessen Erdgasreserven auf 1,9 Bill. m³ geschätzt werden. TNK-BP hält einen Mehrheitsanteil von 62,42% am Unternehmen *Russia Petroleum*, das über die Lizenz zur Erschließung von *Kovykta* verfügt. TNK-BP ist derzeit das einzige private Förderunternehmen in Russland, das ein Riesengasfeld ohne Beteiligung des Staates entwickelt. Außerdem ist TNK-BP mit einem Anteil von 44% am Aktienkapital der Fördergesellschaft *Rospan* beteiligt und gilt als dessen Führungsgesellschaft. Rospan wurde in 2002 vom unabhängigen Produzenten Itera gekauft. Rospan verfügt über Lizenzen für die Erschließung der in großer Tiefe

gelegenen Schichten der Gaskondensatfelder *Vostotschno-Urengoj* und *Novo-Urengoj*. Die gesamten Reserven von Rospan betragen 950 Mrd. m³. Außerdem ist TNK-BP zusammen mit Rosneft an der Allianz für die Projekte Sachalin 4 und Sachalin 5 beteiligt.

Die Erdgasförderung von TNK belief sich im Jahr 2002 auf 3,6 Mrd. m³, die in den ostsibirischen Regionen abgesetzt werden.

Yukos

Der Hauptaktionär der vertikal integrierten Erdölgesellschaft ist mit 62% die russische Kapitalbeteiligungsgesellschaft *Menatep Group*. Yukos verfügt über Erdgasreserven in West- und Ostsibirien. Die gesamten Gasreserven der Kategorie A+B+C1 beliefen sich im Jahr 2003 auf 322,8 Mrd. m³. Hinzu kommen Ressourcen der Kategorie C2 in Höhe von 2032 Mrd. m³. Die Gasförderung betrug im Jahr 2002 2,4 Mrd. m³. Der überwiegende Anteil der Förderung entfiel auf Begleitgas.

In der Nadym-Pur-Taz fördern drei Tochterunternehmen von Yukos. Das 100%-ige Tochterunternehmen *Arktikgas* besitzt Lizenzen zur Erschließung der Erdölgaskondensatfelder *Samburg*, *Vostotschno-Urengoj*, des Gaskondensatfeldes *Evo-Jachinskoe* und der Erdgasfelder *Urengoj* und *Severo-Esetinskoe*. Das 100%-ige Tochterunternehmen *Urengoil* hält die Lizenz für das Gaskondensatfeld *Jaro-Jachinskoe* im Norden des westsibirischen Beckens. Darüber hinaus ist Yukos mit 56% am Aktienkapital von Rospan (TNK-BP – 44%) beteiligt. Ebenso hält Yukos eine Kapitalbeteiligung von 34% am Unternehmen *Geoilbent*, an dem der unabhängige Erdgasproduzent Novatek die absolute Aktienmehrheit hält.

In Ostsibirien hat Yukos in den letzten Jahren Beteiligungen an zwei Unternehmen erworben. Das Unternehmen VSNK (East Siberian Oil and Gas Company), an dem Yukos einen Anteil von 68% hält, verfügt über die Lizenzen zur Erschließung der Erdgasfelder *Jurubtscheskoe* und *Tersko-Kamovskoe* sowie des Erdölgaskondensatfeldes *Kujumbinskoe* auf der Schicht Jurubtschenkij mit Gesamtreserven ABC1 von 91,8 Mrd. m³ und C2 von 374 Mrd. m³ im Autonomiebezirk Evenkija. Mit dem Mehrheitskapitalanteil von 50,3% ist Yukos am vertikal integrierten Unternehmen *Sahaneftegas* beteiligt, das die Gasreserven ABC1 von 190 Mrd. m³ in der Republik Jakutien kontrolliert. Die Reserven sind im Erdölgasfeld *Talakan*, im Erdgasfeld *Sredneviljuskoe* und im Gaskondensatfeld *Srednebotuobinskoe* konzentriert.

Surgutneftegas

Die Reserven von Surgutneftegas sind überwiegend im Norden des westsibirischen Beckens konzentriert. Das Unternehmen hält Lizenzen sowohl an Erdölgas- als auch an Erdölgaskondensatfeldern (mit Erdgasreserven). Nach Angaben des Unternehmens betragen die Erdgasreserven in 2003 506 Mrd. m³. Derzeit fördert Surgutneftegas ausschließlich Begleitgas. Die Erschließung der Erdgasreserven ist laut Surgutneftegas erst dann geplant, wenn der freie Zu-

gang zum Ferngasnetz von Gazprom bestehen wird und die Durchleitung für Exporte gewährleistet werden kann.¹⁴²

Während sich die vertikal integrierten Erdölgesellschaften in den letzten Jahren überwiegend mit dem Erwerb zusätzlicher Reserven durch den Kauf von Kapitalanteilen an diversen kleineren Erdgasproduzenten befassten, fördern sie derzeit nur geringe Erdgas Mengen. Demgegenüber konzentrieren sich die unabhängigen Erdgasproduzenten Itera, Novatek und Northgas überwiegend auf Erdgasförderung in der Nadym-Pur-Taz-Region. Im Weiteren werden die Marktaktivitäten und Beteiligungsverhältnisse der drei Unternehmen detailliert dargestellt.¹⁴³

Itera

Zurzeit ist Itera, deren Aktienkapital vollständig vom Management und den Mitarbeitern gehalten wird, der größte unabhängige Erdgasproduzent in Russland. Die Förderung von Itera betrug im Jahr 2002 23 Mrd. m³. Ein Einstieg in die Erdgasförderung wurde durch vier Beteiligungstransaktionen an Tochterunternehmen von Gazprom im Jahr 1998 vollzogen.¹⁴⁴ Wegen Kapitalmangel und drohendem Lizenzverlust ging Gazprom bereits Anfang der 90er Jahre verschiedene Gemeinschaftsprojekte für die Erschließung neuer Erdgaslagerstätten ein. Auf dieser Basis gelang Itera der Erwerb von wesentlichen Anteilen an Erdgasreserven von Gazprom.

Derzeitig ist Itera an der Erschließung von Erdgasfeldern im Westsibirischen Becken beteiligt, deren gesamte Erdgasreserven 1,17 Bill. m³ betragen. Das gesamte jährliche Fördervolumen gewinnt Itera aus den Erdgasfeldern *Gubkinskoe*, *Vostotschno-Tarkosalinskoe* und *Beregovoy*. Zusammen mit Gazprom (51%) hält Itera einen Anteil von 49% des Aktienkapitals am Gasproduzenten *Purgas*. Das Unternehmen fördert Erdgas aus dem 1999 in Betrieb genommenen Erdgasfeld *Gubkinskoe* (Erdgasreserven: 399 Mrd. m³). *Purgas* ist derzeit die wichtigste Erdgasförderquelle von Itera. Am Förderunternehmen Tarkosaleneftegas, welches das Erdölgaskondensatfeld *Vostotschno-Tarkosalinskoe* entwickelt, sind Itera (42%) und Novatek (>50%) beteiligt. Die Erschließung von *Vostotschno-Tarkosalinskoe* (wird seit 1994 durchgeführt. Im Jahr 2001 wurde von Itera die Erdgasschicht von *Vostotschno-Tarkosalinskoe* (Reserven: 436 Mrd. m³) in Betrieb genommen. Die Förderung am Feld *Vostotschno-Tarkosalinskoe* betrug im Jahr 2002 11 Mrd. m³. Im Jahr 2005 wird in *Vostotschno-Tarkosalinskoe* die Plateauförderung von 15 Mrd. m³ erreicht.

Am Unternehmen *Sibneftegas* hält Itera einen Anteil von 70% des Aktienkapitals. *Sibneftegas* hat in 2003 das Erdgasfeld *Beregovoy* in Betrieb genommen. Die Gesamtreserven von *Beregovoy* werden auf 325 Mrd. m³ geschätzt. Die geplante Plateauförderung beläuft sich auf

¹⁴² Vgl. Jazev (2003), S. 14.

¹⁴³ Wenn keine anderen Quellen für die Darstellung der Kapitalverflechtungen und Fördermengen von Itera, Novatek und Northgas angegeben sind, sind die Daten den Geschäftsberichten und den offiziellen Internet-Seiten der Unternehmen entnommen.

¹⁴⁴ Vgl. Itera (2002a).

11 Mrd. m³.¹⁴⁵ Darüber hinaus ist Itera mit 20% gemeinsam mit Novatek (>50%) am Unternehmen *Hanchejneftegas* beteiligt, das die Lizenz für das noch nicht entwickelte Gaskondensatfeld *Hanchej* hält. Die Erdgasreserven von Hanchej werden auf 190 Mrd. m³ geschätzt. Die Plateauförderung beläuft sich auf 4 Mrd. m³ pro Jahr.¹⁴⁶ Zurzeit werden aus Hanchej rd. 950 Mio. m³/a Erdgas gefördert.

Novatek

Die Holding Novatek ist seit 1999 in der Gasförderung tätig. Novatek wird von der zyprischen Kapitalbeteiligungsgesellschaft SWGL Growth Fund und dem russischen Unternehmen Levi gehalten. Die gesamten Erdgasreserven (ABC1+C2) werden auf 1,9 Bill. m³ geschätzt. Die Förderung betrug im Jahr 2002 14 Mrd. m³.

Neben den oben genannten Beteiligungen an Itera übernahm Novatek wesentliche Anteile an kleineren unabhängigen Produzenten, die im Zuge der Privatisierung der Erdölwirtschaft mittels der Entbündelung von Rosneft entstanden sind. Beispielsweise hält Novatek den Aktienmehrheitsanteil am Unternehmen *Jurharovneftegas*, das über die Lizenz für das Erdgasfeld *Jurharovskoe* mit Erdgasreserven von 747 Mrd. m³ verfügt und bereits im Jahr 2003 aus diesem Feld 5 Mrd. m³ förderte.

Novatek hält eine Mehrheitsbeteiligung an *Purneftegasgeologija*, dem Lizenzinhaber für das Erdölgaskondensatfeld *Zapadno-Tarkosalinskoe*. Die Erdgasreserven betragen 273,1 Mrd. m³. Am Unternehmen *Geoilbent*, das die Lizenz für das Erdölgaskondensatfeld *Severo-Gubkinskoe* mit gesamten Erdgasreserven von 74,7 Mrd. m³ hält, ist Novatek mit 66% zusammen mit Yukos (34%) beteiligt. Das Förderpotenzial von *Severo-Gubkinskoe* wird auf 1,5 Mrd. m³ Separationsgas und 1 Mrd. m³ Begleitgas pro Jahr geschätzt.¹⁴⁷

Northgas

Der unabhängige Gasproduzent Northgas wurde 1993 als Joint Venture von Gazprom, dem amerikanischen Unternehmen Bechtel und der britischen Farco Group für die Erschließung des Gasfeldes Nord-Urengoj gegründet. Die Erschließung von Northgas wurde im Laufe der neunziger Jahre durch Gazprom vernachlässigt. Im Jahr 1999 schied Gazprom aus und die Eigentümerstruktur wurde grundlegend geändert. Die aktuellen Aktionäre von Northgas sind Kapitalbeteiligungsgesellschaften *REDI Limited (UK)* (51%), *Limes Trading & Investment Limited (China)* (9%), *Suomen Limited*, *Sologat Services Limited (Süd Korea)* (jeweils 20%). Northgas hält die Lizenz zur Erschließung des Erdgasfeldes *Nord-Urengoj* mit Gesamtreserven von 350 Mrd. m³ im Westsibirischen Gasbecken. Im Laufe von 3 Jahren ist Northgas gelungen, Nord-Urengoj in Betrieb zu nehmen. Die Förderung von Northgas betrug im Jahr

¹⁴⁵ Vgl. Itera (2003).

¹⁴⁶ Vgl. Nedogonov, A. (2003).

¹⁴⁷ Vgl. Michelson, L. (2003), S. 3ff.

2002 3,9 Mrd. m³. In 2010 soll *Nord-Urengoj* die Plateauförderung von 9,3 Mrd. m³ erreichen.

*Ostsibirische Erdgasproduzenten*¹⁴⁸

Zu den in den isolierten Regionen Ostsibiriens tätigen Förderunternehmen zählen fünf Produzenten. Norilskgazprom ist im Fernen Norden Zentralsibiriens in räumlicher Nähe der Stadt Norilsk tätig. Die Unternehmen *Jakutgazprom* und *Alrosa-Gas* fördern Gas in der Republik Jakutien in Ostsibirien. *Rosneft-Sachalinmorneftegas* und *Kamtschatgazprom* führen die Exploration und Produktion auf der Insel Sachalin bzw. auf der Halbinsel Kamtschatka durch. Die Gasförderung der ostsibirischen Produzenten belief sich auf 6,4 Mrd. m³ im Jahr 2002. Dies entspricht rd. 1% der gesamten russischen Gasproduktion.

Alle ostsibirischen Produzenten (außer Alrosa-Gas) sind vollständig vertikal integrierte Monopolgasversorger und beliefern die Endverbraucher mit Erdgas zu regulierten Preisen.¹⁴⁹ Die Aktien dieser Unternehmen gehören überwiegend dem russischen Staat bzw. regionalen nachgeordneten Behörden. An Norilskgazprom ist der Staat mit 38% beteiligt. Die Staatsbeteiligung an Kamtschatgazprom und Rosneft-Sachalinmorneftegas wird von Rosneft in Höhe von 51% bzw. 38% gehalten. Jakutgazprom ist das 88%-ige Tochterunternehmen von Sahaneftegas, an dem Yukos die Mehrheitsbeteiligung von 50,3% hält. Der Anteil des Ministeriums für Eigentumsbeziehungen der Republik Jakutien an Sahaneftegas beträgt 26,5%. Der zweite in dieser Region tätige Erdgasproduzent ist Alrosa-Gas. Alrosa-Gas ist das Tochterunternehmen des russischen Diamantmonopolisten Alrosa, der an Alrosa-Gas 53,2% der Kapitalanteile hält, und des Ministeriums für Eigentumsbeziehungen der Republik Jakutien mit einem Kapitalanteil von 46,8%.

4.1.3 Entwicklungstendenzen und Konzentrationsprozesse auf der Produktionsstufe

Gazprom hat im Zuge der Privatisierung der Erdgaswirtschaft den Großteil der Erdgasproduktionskapazitäten und Reserven erworben. Die anderen unabhängigen Produzenten verfügen über weitaus geringere Erdgasreserven. Somit kann kein einziger Erdgasproduzent in Russland eine potenzielle Konkurrenz gegenüber Gazprom in den bereits erschlossenen Regionen bilden. Ebenso gilt dies derzeit für neue, nicht erschlossene Förderregionen ausgenommen Ostsibirien und Fernost, für deren Erschließung Gazprom praktisch keine Förderlizenzen hat. Aus diesem Grund kann sich Wettbewerb in der Erdgasförderung in den bereits erschlossenen Regionen Russlands erst nach der Demonopolisierung von Gazprom entwickeln.

Unabhängige Erdgasproduzenten und Erdölgesellschaften fördern Erdgas überwiegend in der Nadym-Pur-Taz-Region. Sie haben den Markteintritt zu Beginn der 90er Jahre überwiegend

¹⁴⁸ Quellen für die Darstellung der Kapitalverflechtungen, Reserven und Fördermengen der ostsibirischen Produzenten sind die Geschäftsberichte und die offiziellen Internet-Seiten der Unternehmen.

¹⁴⁹ Das Tochterunternehmen Alrosa-Gas ist ausschließlich in der Förderung, Bau und Betrieb der Ferngasleitungen und Verteilungsnetze tätig und vermarktet kein Gas an Endverbraucher.

durch den Erwerb kleinerer Tochtergesellschaften von Gazprom realisiert. Mittlerweile ist eine gegenläufige Entwicklung zu beobachten. Gazprom versucht vermehrt, Einfluss auf unabhängige Produzenten durch Kapitalbeteiligungen zurück zu gewinnen (z.B. Rückkauf von Purgas bei Itera).

Die bislang nur geringen Erdgasmengen fördernden Erdölgesellschaften beteiligen sich verstärkt an den unabhängigen Erdgasproduzenten Novatek und Itera, die die Erdgasfördergeschäfte bereits in der Mitte der neunziger Jahre aufgebaut haben. Somit ist die derzeitige Situation auf der Produktionsstufe eher durch eine Umverteilung der Reserven zwischen den Unternehmen gekennzeichnet als durch eine deutliche Erhöhung der Marktposition von einem bzw. von einigen Produzenten.

Für die Beurteilung der oben genannten Entwicklungstendenzen sind die Absatzbedingungen von einzelnen Erdgasproduzenten auf dem Binnenmarkt maßgeblich. Dies wird im Abschnitt 4.4 analysiert.

Konkurrenz um neue Erdgasreserven in den nicht erschlossenen Regionen

Zwischen den vertikal integrierten Erdölgesellschaften und Gazprom ist ein Wettbewerb zu verzeichnen, bei dem es um den Erwerb von neuen Erdgasreserven in Ostsibirien geht, wo bisher nur geringe Erdgasmengen gefördert werden.

Das Interesse von vertikal integrierten Erdölgesellschaften an Marktaktivitäten in Ostsibirien ist vor allem dadurch bedingt, dass die Unternehmen einen freien Erdgasabsatz anstreben. In den unerschlossenen Regionen sind kapitalkräftige Ölgesellschaften dazu berechtigt, Erdgasleitungen zu bauen und Erdgas im Inland abzusetzen bzw. zu exportieren. Seit Ende der 90er Jahre sind in Ostsibirien die vertikal integrierten Erdölgesellschaften TNK-BP und Yukos tätig. Den beiden Gesellschaften ist es gelungen, neue Erdgasreserven auf dem Wege über Ausschreibung und durch Übernahme von Kapitalanteilen an regionalen Gasversorgern zu erwerben.

Auch andere Unternehmen weiten ihre Aktivitäten auf Ostsibirien aus. Im Dezember 2003 wurde in dieser Region das Gaskonsortium Gazprom-Rosneft-Surgutneftegas gegründet, um neue Gasfelder in Ostsibirien zu entwickeln. Angestrebt wird die weitere Erschließung des Gasfeldes Kovykta. Seit 2000 führten sowohl Gazprom als auch Rosneft intensive Verhandlungen mit TNK-BP über einen Anteilserwerb am Lizenzinhaber von Kovykta Russia Petroleum. Nachdem TNK-BP die Angebote mehrmals abgelehnt hat, wurde im Dezember 2003 vom Ministerium für Naturressourcen eine geplante Direktvergabe von Erkundungslizenzen für Süd- und Westgebiete dieses Riesengasfeldes an Gazprom angekündigt.¹⁵⁰

Das Konsortium plant darüber hinaus die Erkundung von weiteren Schichten des Gasfeldes *Jurubtscheskoe* in Ostsibirien, wo bereits das Tochterunternehmen von Yukos *Sahaneftegas* tätig ist. Angestrebt wird der Lizenzerwerb für die Erdölgaskondensatfelder *Tschajandinskoe*

mit gesamten Erdgasreserven von 1.240 Mrd. m³ und *Sobinsko-Pajgniskoe* mit gesamten Erdgasreserven von 170 Mrd. m³, die sich bislang im Staatsreservenfond befinden.

Als erstes Ergebnis der Tätigkeit des Konsortiums gilt der Erwerb der Förderlizenz für das Erdölgaskondensatfeld *Talakanskoe* mit Erdgasreserven von 47 Mrd. m³ durch Surgutneftegas. Die Förderlizenz wurde per Direktvergabe ohne Ausschreibung an Surgutneftegas vergeben. Der Erwerb der Förderlizenz für dieses Erdölgaskondensatfeld war vor allem von Sahaneftegaz, einem Tochterunternehmen von Yukos, angestrebt. Dieses Unternehmen führte bereits die Erkundung von *Talakanskoe* durch und wollte im Rahmen einer Auktion in 2004 die Lizenz zur Erschließung erwerben.¹⁵¹

Da Gazprom gemäß dem Gasversorgungsgesetz über Vorzugsrechte für den Direkterwerb von Erdgasförderlizenzen verfügt, ist sehr wahrscheinlich, dass dem Konsortium Gazprom-Rosneft-Surgutneftegas gelingen wird, die dominierende Position in der Erdgasproduktion in Ostsibirien zu erwerben. Die Bildung des Konsortiums Gazprom-Rosneft-Surgutneftegas, an dem zwei Staatsunternehmen beteiligt sind, zielt auf eine Stärkung der Einflussnahme des Staates auf die Erdgasförderung in den neuen Förderregionen ab. Die Direktvergaben von Förderlizenzen an vom Staat bevorzugte Unternehmen sprechen nicht für eine Weiterentwicklung von Wettbewerbsbeziehungen in der Exploration und Förderung und sind eher als eine Verstärkung der staatlichen Lenkung in der Erdgasproduktion mit gleichzeitiger Ausübung der Marktmacht durch Gazprom zu sehen.

PSA-Kooperation

Ebenso ist mit einer Stärkung der Rolle von staatlichen Gasunternehmen bei der Durchführung von PSA-Projekten zu rechnen. Gazprom und Rosneft kooperieren beim PSA-Projekt zur Erschließung des Gaskondensatfelds Shtokmanov in der Barentssee, an dessen Lizenzinhaber Sevmorneftegas beide Unternehmen Kapitalanteile halten. Das Konsortium Gazprom-Rosneft-Surgutneftegas strebt eine Beteiligung am internationalen Förderkonsortium für das PSA-Projekt Sachalin 2 an. Bisher sind keine russischen Unternehmen an diesem Konsortium beteiligt.

4.2 Ferngastransport und Speicherung

Gazprom ist als Eigentümer des Einheitlichen Systems der Gasversorgung das einzige Unternehmen in Russland, das über das gesamte Ferngasnetz mit Abzweigleitungen und über Speicheranlagen verfügt (siehe Abschnitte 2.4.1 und 3.1.2). Abgesehen von den isolierten regionalen Ferngastransportsystemen hält Gazprom die Monopolstellung im Ferngastransport und in der Erdgasspeicherung.

¹⁵⁰ Vgl. *Izvestija* (25/12/2003), S. 6.

¹⁵¹ Vgl. *Izvestija* (30/12/2003), S. 7.

Der im Jahr 1989 gegründete Staatskonzern Gazprom übernahm als Rechtsnachfolger des Staatsministeriums für Erdgaswirtschaft die gesamte russische Gasinfrastruktur (EGS). Hierin enthalten waren sowohl Förderanlagen, Ferngastransportleitungen als auch Verarbeitungs- und Speicheranlagen. Ausgenommen von der Übernahme war nur die Gasinfrastruktur in den Gebieten des Fernen Ostens und Ostsibiriens, da diese keine Verbindung an das EGS hatte. Der im Juni 1992 veröffentlichte Präsidialerlass Nr. 538 zielte darauf ab, eine Zerschlagung des EGS (Einheitlichen Systems der Gasversorgung) per Gesetz zu verhindern. Gemäß Punkt 1 des Erlasses Nr. 538 wurde das Einheitliche System der Gasversorgung als Staatseigentum bezeichnet. Für die Übergangsphase der Privatisierung des Staatskonzerns Gazprom im Jahr 1992 wurde das EGS dem Staatskomitee für die Verwaltung von Staatseigentum zugeteilt. Die daraufhin erfolgte Privatisierung der Gasindustrie geschah zeitgleich mit Inkrafttreten des Präsidialerlasses Nr. 1333 im November 1992. Der Erlass sah die Umwandlung von Gazprom in eine Aktiengesellschaft vor. Per Erlass wurde das gesamte Aktienkapital aller EGS-Unternehmen auf Gazprom übertragen. Gazprom übernahm dadurch die vollständige Kontrolle über das Ferngasnetz und alle angeschlossenen Produktions- und Speicheranlagen mit dem gesamten Dispatch-System (ZPDU).

Marktaktivitäten der unabhängigen Unternehmen im Ferngastransport

Unabhängige Produzenten bauen derzeit ausschließlich Stichleitungen von ihren Erdgasfeldern zum Ferngasnetz von Gazprom. Sie haben keine rechtliche Möglichkeit, ein eigenes paralleles Ferngasnetz aufzubauen. Aus diesem Grund sind die unabhängigen Produzenten vollständig auf die Gasdurchleitung von Gazprom angewiesen. Wegen einer fehlenden Gesetzesgrundlage ist die Speicherung von Erdgas für Dritte nicht geregelt, so dass die Speicheranlagen bislang ausschließlich von Gazprom betrieben und genutzt werden. Unabhängige Produzenten erhielten bisher keine Möglichkeit zur Nutzung der Speicheranlagen. Weil Gazprom gemäß GVG über den Anschluss von sämtlichen Gasanlagen an das EGS entscheiden kann (siehe Abschnitt 3.1.2), erhielten unabhängige Gasproduzenten bislang keine Genehmigung zum Bau von Speicheranlagen. Nach Aussagen von Gazprom schließt das Unternehmen nur Stichleitungen an das EGS an, erlaubt aber keinen Speicherzugang.¹⁵²

Interne Organisationsstruktur des Ferngastransportes innerhalb von Gazprom

Die Ferngasleitungen und Speicheranlagen von Gazprom werden derzeit von 19 Tochterunternehmen betrieben. Alle Ferngastransporttöchter sind als Gesellschaften mit beschränkter Haftung organisiert. Die technische Optimierung der Transportflüsse (Dispatch) für das gesamte EGS wird ausschließlich über die ZPDU-Abteilung von Gazprom abgewickelt. Die Organisationsstruktur des Ferngastransportes von Gazprom basiert auf den Vorschriften zur Restrukturierung aus dem Präsidialerlass Nr. 426 vom 28.04.1997 (siehe Abschnitt 4.1.1). Im Jahr 1997 wurden die regionalen Organisationseinheiten von Gazprom in Ferngastransportgesellschaften umgewandelt. Sieben der Transporttöchter sind derzeit in der Gasförderung und

¹⁵² Vgl. Plotnikov, I. (2003).

Gasaufbereitung tätig. Insgesamt entfällt 8% der Erdgasförderung von Gazprom auf diese Unternehmen. Im Jahr 2004 wurden alle Verteilungsnetze, die den Ferngastransportgesellschaften gehörten, in die neu gegründete Tochtergesellschaft *Mezhregiongasholding* integriert. Eine weitere Restrukturierung von Gazprom sieht die Zuteilung der Speicheranlagen zu einer neuen Speichertochtergesellschaft *Podzemgas* im Jahr 2005 vor.¹⁵³

Die seit 1997 durchgeführten Restrukturierungsmaßnahmen zielen überwiegend auf eine Offenlegung der Kostenstrukturen innerhalb von Gazprom ab, um eine effiziente Geschäftsführung innerhalb des Konzerns und eine Grundlage für eine effiziente Preisregulierung durch die Föderale Energiekommission zu ermöglichen.

Obwohl die Transporttöchter rechtlich selbständig sind, beschränken sich ihre Aufgaben ausschließlich auf Instandsetzung, Wartung, Modernisierung der bestehenden Ferngasleitungen sowie auf den Bau neuer Ferngasleitungen, Kompressorstationen und Speicheranlagen. Die Kalkulation der Transportentgelte sowie Ausgestaltung und Abschluss der Transportverträge obliegen ausschließlich der Holding-Gesellschaft. Da gemäß der Regierungsverordnung Nr. 1021 vom 29.12.2000 interne Verrechnungspreise für Ferngasnetzbetreiber und Verteilungsunternehmen gestattet sind, werden alle Transaktionen innerhalb der Holding Gazprom intern verrechnet. Außerdem sind alle Vermögensgegenstände der Tochterunternehmen in der Bilanz der Holding aufgeführt. Die Tochterunternehmen müssen für die Anlagennutzung Pacht an die Holding zahlen. Die tatsächliche Kostenstruktur des Gastransports kann anhand der im Geschäftsbericht veröffentlichten Pachthöhe nicht nachvollzogen werden. Deshalb sind keine Aussagen über die tatsächliche Transportkostenstruktur möglich.

Der interne Verrechnungstarif für den Ferngastransport belief sich im Juni 2003 nach Angaben von Gazprom auf 16,41 Rub/ Tsd. m³ x 100 km (rd. 0,5 US-\$/ Tsd. m³ x 100 km).¹⁵⁴ Seit August 2003 beläuft sich der von der FEK regulierte Durchleitungstarif für unabhängige Gasproduzenten auf 16,56 Rub/ Tsd. m³ x 100 km. Sowohl Durchleitungstarife als auch interne Verrechnungspreise reichen nach Angaben von Gazprom für eine kostendeckende Instandhaltung der Ferngasnetze nicht aus.

Nach Angaben der IEA (2002) decken die regulierten Durchleitungstarife nur ein Drittel bis zwei Drittel der Transportkosten von Gazprom.¹⁵⁵ Die auf dem Binnenmarkt tätigen Wettbewerber (unabhängige Produzenten) werden somit durch Gazprom indirekt quersubventioniert. Aus diesem Grund liegt die nicht kostendeckende Durchleitung nicht im Interesse von Gazprom und verstärkt die Anreize zur Diskriminierung bei der gesetzlich vorgeschriebenen Gasdurchleitung (siehe Abschnitt 4.4).

¹⁵³ Vgl. Miller, A.. (2003a), Kap.1, S. 3.

¹⁵⁴ Vgl. Nedogonov, A. (2003).

¹⁵⁵ Vgl. IEA (2002b), S. 121.

Die Transporttochtergesellschaften von Gazprom sind als Cost-Center organisiert. Die Finanzierung der Transporttöchter erfolgt durch das von der Holding festgelegte Budget im Rahmen des jährlichen Investitionsprogramms, das in der Holding erarbeitet und von der Regierung bewilligt wird. In das Budget des Investitionsprogramms fließen neben dem von Gazprom für das Folgejahr geplanten Unternehmensgewinn auch Bankenkredite ein. Der Unternehmensgewinn errechnet sich auf der Grundlage der erwarteten durchschnittlichen Erlöse auf dem Exportmarkt und dem russischen Binnenmarkt.

Die Regierung bestimmt die Unternehmenspolitik von Gazprom mit, da sie über die Höhe der Fremdfinanzierungsmittel und das Niveau der regulierten Großhandelspreise auf dem Binnenmarkt entscheidet.¹⁵⁶

4.3 Verteilung

Nach Angaben des Ministeriums für Wirtschaftsentwicklung gab es im Jahr 2002 in Russland 317 Verteilungsunternehmen, die über Mittel- und Niederdruckpipelines Erdgas an Kleinverbraucher (Haushalte und gewerbliche Kleinverbraucher) und an große Endverbraucher (Industrieunternehmen und Kraftwerke) lieferten bzw. durchleiteten. Neben diesen Verteilungsunternehmen verfügen auch einige große Industrieunternehmen über eigene Erdgasverteilungsnetze.

Die Verteilungsunternehmen sind zuständig für Bau und Betrieb der Verteilungsanlagen und den Transport des Erdgases zu den Verbrauchern. In der Regel führen sie auch das kommerzielle Geschäft des Gasverkaufs (Gasvertrieb) durch. Sie können sich aber auch mehr oder weniger stark aus dem Vertriebsgeschäft zurückziehen und die Transportfunktion als Durchleitung für Dritte durchführen.

Bis 1992 befanden sich alle Verteilungsorganisationen in Staatseigentum.¹⁵⁷ In den letzten Jahren der Sowjetunion gab es regionale und lokale Staatsversorgungsunternehmen, die nicht zum Staatskonzern Gazprom gehörten. Nach dem Zusammenbruch der Sowjetunion wurden die Verteilungsorganisationen privatisiert. Gemäß dem Präsidialerlass Nr. 1559 vom 08.12.1992 wurden alle Gasverteilungsunternehmen in mehr als 500 unabhängige Aktiengesellschaften umgewandelt.

Häufige Zahlungsausfälle und eine insgesamt niedrige Zahlungsrate der Endverbraucher führten einen großen Teil der Verteilungsunternehmen in die Insolvenz, so dass sich die Anzahl der Verteilungsunternehmen bis 1998 auf 318 Unternehmen reduzierte.

Seit 1997 beteiligt sich Gazprom an Unternehmen der Verteilungsstufe. Im Jahr 2002 war Gazprom an insgesamt 161 Verteilungsunternehmen in Russland beteiligt, was rund die Hälfte

¹⁵⁶ Gemäß Art. 7 Pkt. 2 des Gesetzes über natürliche Monopole bewilligt die russische Regierung seit 2001 die Investitionsprogramme von Subjekten der natürlichen Monopole, zu denen ebenso Gazprom gehört.

¹⁵⁷ Vgl. Krjukov, V. A. (1998), S. 231.

te aller russischen Verteilungsunternehmen ausmacht.¹⁵⁸ Gazprom hält an 50 Verteilungsorganisationen Mehrheitsbeteiligungen und an 47 Aktienanteile von mehr als 25%. Im Jahr 2002 verfügte Gazprom über rund die Hälfte der russischen Verteilungsnetze mit einer Länge von insgesamt 182 Tsd. km.

Der Anteilswerb an verschiedenen Verteilungsorganisationen erfolgte in der Regel als Kompensationen der Handelsschulden gegenüber Gazprom. Die Beteiligungen von Gazprom erfolgten durch das Tochterunternehmen *Regiongasholding*, an dem Gazprom mit 55 % durch die Handelstochtergesellschaft *Mezhregiongas* beteiligt war. Im Jahr 2004 wurden alle Verteilungsnetze, die den Ferngastransportgesellschaften gehörten, in die neu gegründete 100%-ge Tochtergesellschaft von Mezhregiongas *Mezhregiongasholding* integriert. Zusätzlich zu den Beteiligungen an verschiedenen Verteilungsunternehmen betätigt sich Gazprom im Verteilungssektor durch den Bau neuer Verteilungsnetze in den Regionen Russlands, die bislang noch nicht mit Gas versorgt werden. Dies geschieht zum Teil durch Neugründung von Verteilungsunternehmen in den entsprechenden Regionen.

In den übrigen Verteilungsunternehmen hält in der Regel die jeweilige Belegschaft Mehrheitsbeteiligungen. Rund ein Viertel der Kapitalanteile aller russischen Gasverteilungsunternehmen befindet sich im kommunalen Eigentum. Im Mai 2003 gründeten der staatliche Strommonopolist RAO UES (25%), die Bank Gazprom (25%), der Kohleproduzent *KuzbassrasresUgol* (10%) und die Kapitalbeteiligungsgesellschaften *Renova*, *Evrasholding* und *Eurofinance* (jeweils 10%) die Holding RKS (*Russische kommunale Systeme*) mit dem Ziel, kommunale Kapitalanteile an den Verteilungsunternehmen zu erwerben bzw. Pachtverträge für Verteilungsnetze abzuschließen. Im Jahr 2004 war RKS in 23 russischen Regionen tätig.¹⁵⁹

Seit der Einführung der Regierungsverordnung Nr. 1021 vom 29.12.2000 unterliegen die Verteilungsgesellschaften der staatlichen Preisregulierung (siehe Abschnitt 3.2). Während die Verteilungsunternehmen Anfang der 90er Jahre hauptsächlich Lieferverträge direkt mit den Endkunden abschlossen, beschränkt sich der überwiegende Anteil der Verteilungsunternehmen heute auf das Transportgeschäft der Gasdurchleitung.

4.4 Vertrieb im Binnenmarkt

Der Erdgasvertrieb auf dem russischen Binnenmarkt befindet sich seit der Privatisierung der Erdgasindustrie in einem Strukturwandel. In den ersten Jahren nach der Privatisierung der Gaswirtschaft in 1992 setzte Gazprom ausschließlich Erdgas an den Anschlusspunkten des Ferngasnetzes und den Verteilungsnetzen ab. Beliefert wurden Verteilungsunternehmen und Großendverbraucher (Industrie und große Heizkraftwerke) mit einem direkten Anschluss an das EGS. Damit kontrollierte Gazprom bereits in den ersten Jahren nach der Privatisierung rd. 30% der direkten Lieferungen an Endverbraucher in Russland. Alle anderen Endverbraucher

¹⁵⁸ Vgl. Rjazanov, A. (2003).

¹⁵⁹ Vgl. RKS (2004).

wurden durch die Verteilungsunternehmen versorgt, die das Erdgas ausschließlich bei Gazprom bezogen. In der Regel wurden in dieser Zeit sowohl zwischen Gazprom und den Verteilungsunternehmen als auch zwischen den Verteilungsunternehmen und den Endverbrauchern einjährige Lieferverträge abgeschlossen. Da in dieser Zeit ausschließlich die Endverbraucherpreise staatlich reguliert wurden, konnten die Liefermenge und der Großhandelspreis zwischen Verteilungsunternehmen und Gazprom verhandelt werden. In der Regel belief sich die Marge der Verteilungsunternehmen für den Weiterverkauf des Erdgases auf 10-12% des regulierten Endverbraucherpreises.¹⁶⁰

Individuelle Vertragsbeziehungen zwischen den Unternehmen der Gasindustrie gibt es erst seit Anfang der 90er Jahre, nachdem der Privatisierungsprozess eingeleitet wurde. Um einen Übergang von der Planwirtschaft zur Marktwirtschaft zu schaffen, wurden per Regierungsverordnung Nr. 1445 vom 30.12.1994 „Über die Festlegung der Regeln der Gaslieferungen an Verbraucher in Russland“ Standardverträge eingeführt. Der Standardvertrag beinhaltete die Liefermenge, den Lieferzeitpunkt und die Fälligkeit der Bezahlung. Der Vertrag konnte ein flexibles Rabattsystem auf den Endverbraucherpreis beinhalten.¹⁶¹ Aufgrund dieser Regierungsverordnung erhielten die Gasversorgungsunternehmen einen relativ umfangreichen Verhandlungsspielraum für den Gashandel auf dem Binnenmarkt und konnten dadurch die Mengen und die Preise im Rahmen des zulässigen Rabattsystems auf den regulierten Endverbraucherpreis verhandeln.

Dem Prozess einer weiteren Entwicklung von marktwirtschaftlichen Handelsmechanismen auf dem Binnenmarkt wirkten tief greifende institutionelle Probleme der russischen Volkswirtschaft entgegen. Der Erdgasbinnenmarkt war im Laufe der neunziger Jahre durch Finanzierungsschwierigkeiten und Zahlungsausfälle geprägt. Dies betraf sowohl Gazprom, als auch die Verteilungsorganisationen. Wegen der starken Inflation und der daraus resultierenden Abwertung von Cash Flows haben die Endverbraucher die Erdgaslieferungen nicht bezahlt. Die Bezahlung stützte sich vor allem auf die Entwicklung von Bartergeschäften.¹⁶² Ein relativ hohes Niveau der regulierten Erdgaspreise bis zur Finanzkrise 1998 spiegelte die tatsächliche Ertragslage der Gasversorgungsunternehmen nicht wider, weil die Erdgaslieferungen in der Regel nicht bezahlt wurden.¹⁶³ Die häufigen Zahlungsausfälle verschlechterten die Ertragslage von Gazprom und insbesondere der Verteilungsorganisationen, die im Vergleich zu Gazprom über keine Möglichkeiten verfügten, ihre Verluste durch gewinnbringende Export-

¹⁶⁰ Vgl. Krjukov, V. A. (1998), S. 242.

¹⁶¹ Vgl. Krjukov, V. A. (1998), S. 241.

¹⁶² Die größten Zahlungsausfälle bei Gazprom verursachte der russische Strommonopolisten RAO UES, auf den rd. 40% des Gasabsatzes von Gazprom entfiel. Im Stromssektor waren ebenso enorme Zahlungsausfälle und Bartergeschäfte zu verzeichnen. Durch Bartergeschäfte wurde die Insolvenz unrentabler Industrieunternehmen verhindert und dadurch die soziale Stabilität in den einzelnen Regionen Russlands gesichert. Zu einer ausführlichen Darstellung des Problems der Zahlungsausfälle und Bartergeschäfte im russischen Gas- und Stromssektor in den 90er Jahren siehe Nail, J./ Dlugi J. (2001), S. 45-49.

¹⁶³ Zur Preisentwicklung in den 90er Jahren s. Abschnitt 2.2.

geschäfte quer zu subventionieren. Darüber hinaus hatten nicht nur die Verteilungsunternehmen Zahlungsausfälle durch Endverbraucher, sondern auch Gazprom durch Verteilungsorganisationen. Beispielsweise betrug die Zahlungsrate der Verteilungsorganisationen in der zentralen Region Tula im Jahr 1996 nur 6%, wobei sich die durchschnittliche Zahlungsrate für Lieferungen der Verteilungsorganisationen an die Endverbraucher in dieser Region auf 62% belief.¹⁶⁴ Dadurch versuchten die Gasverteilungsorganisationen ihre Verluste aus den Lieferungen an Endverbraucher durch Nicht-Zahlungen an Gazprom zu kompensieren.

Gazprom versuchte das Problem der Zahlungsausfälle durch die Öffnung des Binnenmarktes für Zwischenhändler zu lösen. In der zweiten Hälfte der neunziger Jahre begannen Itera und das gemeinsame Joint Venture von Gazprom und Daimler Benz AG *Ditgas* (jeweils 50% Kapitalanteil) mit dem Erdgashandel auf dem Binnenmarkt. Aufgrund der partnerschaftlichen Beziehungen zu Gazprom, konnten diese Unternehmen Erdgas zu günstigen Konditionen beziehen und verkauften dieses an zahlungsfähige Großkunden. Mit den Verteilungsunternehmen wurde von den Zwischenhändlern nur die Durchleitung verhandelt.¹⁶⁵ Trotz einer niedrigen Zahlungsrate für Erdgaslieferungen auf dem Binnenmarkt konnten demnach Zwischenhändler erfolgreich zahlungsfähige Endkunden beliefern. Auf dieser Basis gelang es Gazprom, die Informationen über regionale Endverbrauchermärkte zu sammeln und die Direktbelieferung der Endkunden durch die neu gegründete Handelstochtergesellschaft *Mezhregiongas* zu organisieren.

4.4.1 *Mezhregiongas*

Im Rahmen der Restrukturierung von Gazprom in 1997 wurde mit dem Erlass des Präsidenten Nr. 426 vom 28.04.1997 „Über die Hauptbestimmungen der strukturellen Reform der natürlichen Monopole“ die zentrale Erdgashandelstochtergesellschaft von Gazprom *Mezhregiongas* gegründet. Mit Gründung dieses Unternehmens wurde der gesamte Handel innerhalb von Gazprom zentralisiert. Seit 1997 waren die Transportgesellschaften von Gazprom nicht mehr für den Handel zuständig.

Weil zum Zeitpunkt der Übernahme des Handelsgeschäfts der Netzzugang zu den Verteilungsnetzen nicht gesetzlich geregelt war, hat *Mezhregiongas* trilaterale Verträge mit den Endverbrauchern und den Verteilungsunternehmen abgeschlossen. Mit den Endverbrauchern wurde die Gaslieferung und mit den Verteilungsunternehmen die Durchleitung des Erdgases zum Endkunden verhandelt. Damit schaltete *Mezhregiongas* den Zwischenhandel über die Verteilungsunternehmen in großem Umfang aus und verdrängte die Verteilungsunternehmen als Zwischenhändler aus dem Markt. Im Jahr 1998 betrug der Anteil von trilateralen Verträgen 46,8% an den gesamten Gashandelstransaktionen auf dem Binnenmarkt. In 1999 machten die trilateralen Verträge 52,1 % des gesamten Erdgashandels in Russland aus. Wegen der

¹⁶⁴ Vgl. Rabotschaja Tribuna (23/01/1997), S. 3.

¹⁶⁵ Im Jahr 1997 konnte Gazprom gemäß dem Präsidialerlass Nr. 628 vom 19.06.1997 ein Rabatt von bis 40% auf den regulierten Erdgasabsatzpreis dem Kunden anbieten.

Verschuldung gegenüber Gazprom hatten die Verteilungsunternehmen keine Möglichkeit, diese Entwicklung zu verhindern. Mit der Regierungsverordnung über die „Regeln der Gaslieferungen“ von 1998 erhielt Gazprom zusätzlich die Möglichkeit, bei Nichtzahlung die Gaslieferungen zu unterbrechen.¹⁶⁶

Lieferbeziehungen auf dem Binnenmarkt im Rahmen der Gasbilanz

The IEA gibt in der Studie „World Energy Outlook 2004“ folgende Definition für den russischen Erdgasmarkt: „The domestic gas market in Russia is not a real market at all, but rather a rationing mechanism operated by Gazprom“.¹⁶⁷

Die Grundlage für die Organisation der Gaslieferungen auf dem gesamten russischen Erdgasmarkt bildet derzeit die jährliche Gasbilanz von Gazprom. Diese Gasbilanz beinhaltet die Exportverpflichtungen von Gazprom pro Kalenderjahr, die von Gazprom geplanten Liefermengen auf dem Binnenmarkt sowie die Liefermengen der unabhängigen Organisationen, die Gazprom im Kalenderjahr durchzuleiten bereit ist. Gemäß dieser Gasbilanz legt Gazprom die Liefernormen für ihre Gaskunden auf dem Binnenmarkt für das kommende Jahr fest. Mehrverbrauch gegenüber der Liefernorm wird zu höheren Preisen abgerechnet.

Grundlage der Gasbilanz sind Informationen über den Gasverbrauch und die Lieferbedingungen für die Endkunden im laufenden Kalenderjahr. Nach Angaben von Gazprom stellen alle regionalen Verteilungsunternehmen der ZPDU Informationen über die Gaslieferungen und Zahlungsraten nach Verbrauchergruppen zur Verfügung. Auf der Grundlage dieser Informationen stellen die ZPDU gemeinsam mit der Exportgesellschaft Gazexport bis zum 01. Oktober des laufenden Jahres für das kommende Jahr einen vorläufigen Gasabsatzplan (Exporte und Lieferungen im Inland) vor.

Nach der Ermittlung des vorläufigen Gasabsatzplans nehmen die regionalen Tochtergesellschaften von Mezhrefiongas Lieferanträge von Industrieunternehmen und Kraftwerken sowie Lieferanträge der Regionalverwaltungen für die Versorgung der privaten und öffentlichen Haushalte entgegen. Die Anträge der unabhängigen Verteilungsunternehmen werden von Mezhrefiongas, der zentralen Handelstochtergesellschaft von Gazprom, entgegen genommen. Mezhrefiongas erstellt bis zum 15. Oktober des laufenden Jahres den Gasabsatzplan für den Binnenmarkt für das kommende Jahr, der an die Vermarktungsabteilung von Gazprom weitergeleitet wird. Diese stellt die offizielle Gasbilanz von Gazprom für das kommende Jahr zusammen und legt sie dem Aufsichtsrat vor, der sie innerhalb von zwei Wochen bestätigt. Erst nach der Genehmigung durch den Aufsichtsrat dürfen die regionalen Tochterversorgungsunternehmen von Mezhrefiongas die Lieferverträge mit den Antragstellern abschließen. In der Gasbilanz wird vorgeschrieben, dass die langfristigen Verträge mit Kunden, die gegenüber Gazprom keine Schulden haben und auch in Vorleistung treten, grundsätzlich bevorzugt wer-

¹⁶⁶ Zur detaillierten Darstellung der Regeln der Gaslieferungen siehe Abschnitt 3.3.

¹⁶⁷ IEA (2004), S. 314.

den. Die Bereitstellung kurzfristiger Lieferungen zur Deckung von Mehrverbrauchsmengen der Gazprom- Kunden sowie die Erfüllung von kurzfristigen Durchleitungsverträgen für Dritten sichert die Vermarktungsabteilung von Gazprom.¹⁶⁸

Vertragslaufzeiten

Entsprechend der Planung der Gaslieferungen im Rahmen der jährlichen Gasbilanzen betragen die üblichen Vertragslaufzeiten von Gazprom 1 Jahr.¹⁶⁹ Dies liegt zum einen an der ungewissen wirtschaftlichen Zukunft der Kunden und zum anderen daran, dass für Gazprom Unsicherheiten bezüglich des zukünftigen Niveaus der regulierten Gaspreise bestehen. Nach Angaben von Gazprom werden die für die Gaseinkäufer verfügbaren Mengen die Gasabnahmemenge in der Regel vertraglich in ¹⁷⁰ Dies schafft zusätzliche Planungsrisiken für Gaseinkäufer und beschränkt ihre Möglichkeiten zur Erweiterung des Gaseinsatzes.

Bedeutung der Gasbilanz für die Entwicklung von Wettbewerb

Über die Erstellung von Gasbilanzen kann Gazprom ex-ante die Marktanteile skizzieren und somit die Intensität einer Wettbewerbswirkung auf dem russischen Erdgasbinnenmarkt bestimmen. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass die Durchleitungsmengen einiger unabhängiger Organisationen bereits in die Planung der Gasbilanz eingehen, so dass die auf dem Binnenmarkt tätigen Produzenten stark auf die Absatzpolitik von Gazprom angewiesen sind. Somit wird die Entwicklung eines wirksamen Wettbewerbs auf dem Binnenmarkt wesentlich verhindert.

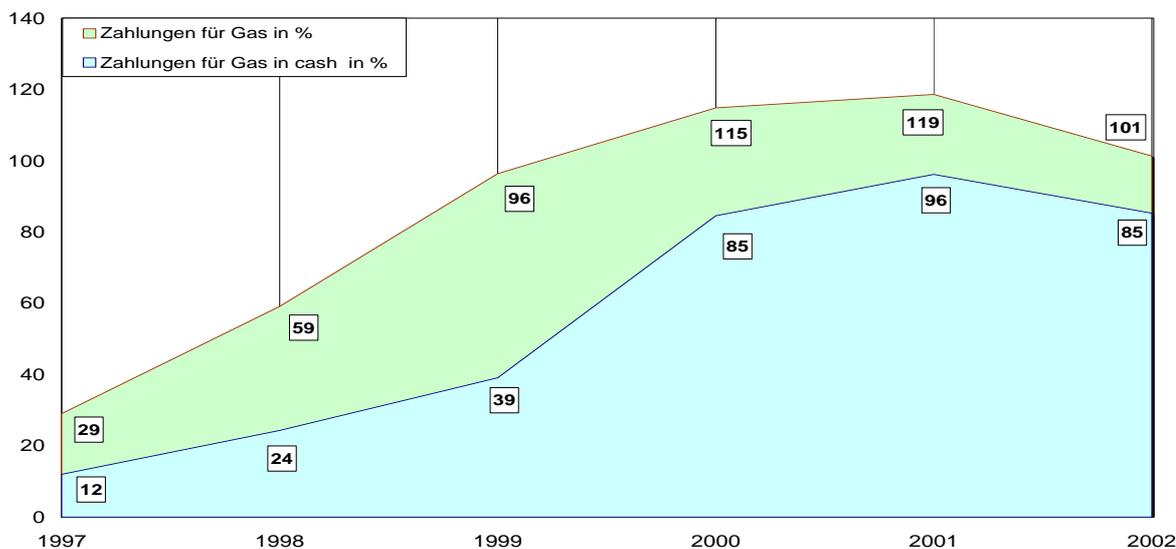
Marktbeherrschende Stellung von Gazprom im Erdgasvertrieb

Die Gründung von Mezhhregiongas und die Verstärkung der Regulierung des Handels führten zu einer deutlichen Verbesserung der Zahlungsrate. Die Endverbraucher leisten derzeit überwiegend Vorauszahlungen, um sich bei Gazprom als zuverlässige, liquide Partner zu etablieren und langfristig in die jährliche Gasbilanz von Gazprom aufgenommen zu werden (siehe Abbildung 4-1).

¹⁶⁸ Vgl. Gornovskij, N. (2002), S. 3.

¹⁶⁹ Vgl. MERT (2002), S. 8.

¹⁷⁰ Vgl. Plotnikov, I. (2003), S. 1.

Abbildung 4-1: Zahlungen für Gas im Binnenmarkt; in % der Zahlungsverpflichtungen

Quelle: Seleznev (2003), S. 2.

Mezhregiongas spielte im Jahr 2003 mit einem Anteil von 77% der Lieferungen an Endverbraucher eine dominierende Rolle in Russland. Insgesamt beliefert das Tochterunternehmen von Gazprom 67 der 68 mit Erdgas versorgten russischen Regionen. Im Jahr 2003 war *Mezhregiongas* nach Angaben des russischen Anti-Monopolministeriums in 52 Regionen der Alleinversorger. In 8 weiteren Regionen belieferte das Unternehmen mehr als 70% der Endverbraucher. In den verbleibenden 7 Regionen hatte *Mezhregiongas* bislang keine marktbeherrschende Stellung.¹⁷¹ In diesen Regionen schlossen die Endverbraucher Gaslieferverträge sowohl mit *Mezhregiongas* als auch mit den ansässigen Verteilungsunternehmen ab.

Mezhregiongas ist als rechtlich und wirtschaftlich selbständiges Unternehmen organisiert. Das Unternehmen besteht aus 62 regionalen Tochtergesellschaften. Die regionalen Tochtergesellschaften schließen die Gaslieferverträge mit den Endverbrauchern in den Regionen ab.

Gazprom konnte seit 2000 mit Hilfe der Föderalen Energiekommission ihren Einfluss auf den Endverbrauchermärkten weiter verstärken. Gemäß der Regierungsverordnung Nr. 1021 vom 29.12.2000 hat allein dasjenige Unternehmen ein Recht auf Belieferung der Endverbraucher, für das die staatlich regulierte Versorgungsgebühr festgelegt wird. Per Gesetz ist die FEK verpflichtet, für jedes Versorgungsunternehmen in den jeweiligen Regionen eine individuell unterschiedliche Versorgungsgebühr festzulegen. Die Versorgungsgebühr stellt die gesetzlich regulierte Marge für die Gasbelieferung der Endverbraucher dar.

Im Jahr 2002 begann die FEK, die Versorgungsgebühr überwiegend nur für *Mezhregiongas*-Unternehmen festzulegen. Für unabhängige Verteilungsunternehmen wurde keine Versorgungsgebühr festgelegt, wodurch diese Unternehmen auf die regulierte Handelsmarge für den

¹⁷¹ Vgl. MAP (2004), S. 2-3.

Abschluss von Gaslieferverträgen mit Endverbrauchern verzichten sollten. Durch diese diskriminierende Maßnahme entging den unabhängigen Verteilungsunternehmen der rechtmäßig zustehende Gewinn, so dass kein Anreiz für den Abschluss von weiteren Lieferverträgen bestand. Eine zusätzliche Diskriminierung erfolgte durch Gazprom, die keine weiteren Lieferverträge mehr mit den unabhängigen Verteilungsunternehmen schloss.

Die FEK verfolgte das Ziel, dass ab dem Jahr 2004 keine Belieferung der Endkunden durch Verteilungsunternehmen erfolgen sollte. Nach Beschwerden vereinzelter Verteilungsunternehmen aus 3 Versorgungsregionen im Süden Russlands hat das russische Anti-Monopolministerium eine weitergehende Monopolisierung der Endverbrauchermärkte durch Gazprom untersagt. Allerdings wurde die bereits unrechtmäßig vorenthaltene Versorgungsgebühr für die diskriminierten Verteilungsunternehmen aus den anderen Regionen nicht rückwirkend festgesetzt.¹⁷²

4.4.2 Unabhängige Gasproduzenten

Neben Gazprom und einzelnen Verteilungsunternehmen sind im Erdgasvertrieb unabhängige Erdgasproduzenten tätig, die Endverbraucher zu freien Preisen beliefern können. In 2003 lag der Marktanteil der unabhängigen Erdgasproduzenten auf dem russischen Binnenmarkt bei rd. 20 %. Dabei muss berücksichtigt werden, dass der überwiegende Teil des von unabhängigen Produzenten geförderten Erdgases in räumlicher Nähe ihrer Förderlagerstätten verbraucht wird. Nach Angaben von Sojuzgas konnte nur rd. 60% des Erdgases von unabhängigen Produzenten durch das EGS an russische Endverbraucher in diversen russischen Regionen geliefert werden.¹⁷³

Obwohl der Erdgashandel durch unabhängige Produzenten seit der Einführung des Netzzugangs an Bedeutung gewonnen hat, kann nicht von einem teilliberalisierten Markt gesprochen werden. Gazprom entscheidet über den Netzzugang sowie über die Planung der jährlichen Gasbilanz und hat somit die Möglichkeit, unabhängige Produzenten durch Verweigerung des Netzzugangs bzw. die Nichtaufnahme in die Gasbilanz zu diskriminieren.

Im Folgenden werden die derzeitigen Lieferbeziehungen der unabhängigen Produzenten dargestellt, um das Handelspotenzial der unabhängigen Produzenten aufzuzeigen. Lieferverträge mit Endkunden werden derzeit neben Gazprom von Itera, Northgas, Novatek und Rosneft abgeschlossen. Das von TNK und Yukos geförderte Erdgas wurde bislang ausschließlich in räumlicher Nähe ihrer Förderlagerstätten durch eigene Gasleitungen abgesetzt.

Itera

Itera ist seit 1998 in der Region Sverdlovsk (Ural) tätig und deckt mit einem durchschnittlichen jährlichen Liefervolumen von rd. 17 Mrd. m³ den gesamten Gasverbrauch in dieser Re-

¹⁷² Vgl. GM (01/2004), S.6.

¹⁷³ Vgl. Sojuzgas (2003), S.3.

gion ab. Der Marktzutritt erfolgte durch die Gründung des Erdgashandelshauses Uralsevergas in Sverdlovsk in 1998. Unter der Beteiligung von Mezhrefiongas sowie der Gebietsverwaltungen Sverdlovsk und Yamalo-Nenetsk (jeweils 20%) hält Itera an dem Handelshaus eine 40%-Beteiligung.¹⁷⁴ Mit Gazprom wurde daraufhin für diese Region ein Demarkationsvertrag abgeschlossen. Das gelieferte Erdgas stammt aus dem Feld Gubkinskoe und wird von dem Erdgasproduzenten Purgas (Itera 49%, Gazprom 51%) gefördert. Im Jahr 2003 haben Itera und die Regierung des Gebiets Sverdlovsk ein Abkommen über Gesamtlieferungen von 88 Mrd. m³ Erdgas für die Jahre 2004 bis 2008 abgeschlossen.¹⁷⁵ Bis 2003 konnte Itera als unabhängiger Produzent durch einen Mehrheitsanteil an Purgas das Erdgas zu freien Preisen absetzen. Da Gazprom seit 2003 wieder die Aktienmehrheit (51%) an dem Erdgasproduzenten Purgas besitzt, setzt Itera das Gas in dieser Region seit 2004 zu regulierten Preisen ab.¹⁷⁶

Northgas

Northgas beliefert große Endverbraucher zu durchschnittlichen Absatzpreisen von 35 US-\$ /Tsd. m³ Erdgas. Die Vertragslaufzeiten belaufen sich auf 1 bis 5 Jahre. Rund 90% der Lieferungen von Northgas entfallen auf die großen Strom- und Fernwärmeerzeuger. Nach Angaben von Northgas handelt es sich bei den eigenen Kunden um Unternehmen, die gemäß Vertragsgestaltung mit Gazprom Strafzahlungen zu leisten hätten und dieses Risiko minimieren wollen (siehe Abschnitt 3.3). Für diese Endverbraucher besteht deshalb der Anreiz, Gas zu höheren Preisen von unabhängigen Produzenten zu beziehen.¹⁷⁷

Novatek

Nach Angaben von Novatek setzte das Unternehmen im Jahr 2003 die Gesamtfördermenge von 21 Mrd. m³ Erdgas im Direktverkauf zu nicht regulierten Preisen an den Endverbraucher ab. Die Kunden von Novatek sind regionale Stromversorgungsunternehmen in den Gebieten Tjumen, Tscheljabinsk, Perm und Kurgan. Geplant werden weitere Lieferungen an Kunden in den Gebieten Moskau und Archangelsk. Gazprom wird das Unternehmen zur Belieferung von neuen Regionen zulassen, wenn Novatek bereit sein wird, einen Teil der Gasmengen zu regulierten Preisen abzusetzen.¹⁷⁸ Der Zugang zum Ferngasnetz von Gazprom erfolgt auf der Basis von einjährigen Netznutzungsverträgen, weil Gazprom nicht bereit ist, auf mehrere Jahre Netzzugang zu gewähren. Deshalb sind die Laufzeiten der Lieferverträge von Novatek auf ein Jahr beschränkt, obwohl das Unternehmen Endkunden hat, die fünfjährige Lieferverträge abschließen wollen.

¹⁷⁴ Vgl. Itera (2002b).

¹⁷⁵ Itera (2004).

¹⁷⁶ Vgl. Butrin, D. (2002).

¹⁷⁷ Vgl. UFG (2003), S. 14.

Lukoil

Bislang wurde im Jahr 2003 ein langfristiger Vertrag über den Gaseinkauf von Gazprom ab Bohrloch mit Lukoil abgeschlossen. Im Oktober 2003 hat Gazprom mit Lukoil einen Abnahmevertrag über 8,75 Mrd. m³ Erdgas aus dem Gasfeld Nakhodkinskoe zum Basispreis von 22,5 US-\$/ Tsd. m³ (ohne MwSt.) abgeschlossen. Die Lieferungen sind für den Zeitraum vom 01.10.2005 bis zum 31.12.2006 vorgesehen.¹⁷⁹

Wie bereits oben erwähnt wurde, sind die Absatzbedingungen der unabhängigen Produzenten unterschiedlich und hängen von den Netzzugangsbedingungen ab. Seit 1997 ist Gazprom per Gesetz verpflichtet, unabhängigen Produzenten im Rahmen der verfügbaren Netzkapazität Gasmengen durchzuleiten. Gazprom kontrolliert de facto allein den Netzzugang und kann somit die unabhängigen Produzenten diskriminieren. Wie im Fall von Novatek schließt Gazprom überwiegend kurzfristige Durchleitungsverträge mit einjähriger Laufzeit ab.

Gazprom verfolgt die Unternehmenspolitik, längerfristige Durchleitungsverträge abzuschließen, wenn die Produzenten bereit sind, in die Modernisierung der Netze zu investieren. Mittlerweile schließt Gazprom mit unabhängigen Produzenten (in diesem Fall Lukoil) Bezugsverträge ab Bohrloch ab. Da dieses Gas nicht der staatlichen Preisregulierung unterliegt, kann Gazprom auf diese Art Erdgas zu freien Absatzpreisen weiterverkaufen. Dadurch bemüht sich Gazprom, den direkten Gasvertrieb der unabhängigen Produzenten an Endverbraucher einzuschränken, und den Erdgashandel auf allen Stufen der Wertschöpfungskette vollständig zu beherrschen.

4.4.3 Kurzfristiger Gashandel

Sowohl Gazprom, als auch unabhängige Produzenten streben an, Erdgas zu kostendeckenden Preisen abzusetzen. Aus diesem Grund handeln seit 2002 Gazprom und auch die unabhängigen Produzenten Erdgas auf neuen Handelsplätzen (online-Börsen). Derzeit ist der Erdgas-handel auf 2 Handelsplätzen möglich. Der Online-Handelsplatz von Mezhrefiongas wird vollständig von Gazprom organisiert. Die Interregionale Börse für Öl und Gas (MBNK) wird ausschließlich von unabhängigen Produzenten organisiert.

Handelsplatz von Mezhrefiongas

Um Gashandel auf dem Binnenmarkt zu freien Marktpreisen zu fördern, gründete Gazprom im September 2002 den Mezhrefiongas-Online-Handelsplatz. Gazprom plant, bis 5% des gesamten inländischen Gasabsatzes in Russland über diese Online-Börse zu verkaufen. Nach Aussagen des ehemaligen Leiters von Mezhrefiongas Nikolaj Gornovskij wurden im Jahr

¹⁷⁸ Vgl. Michelson, L. (2003), S. 2ff.

¹⁷⁹ Vgl. Expert (27/10/2003), S.3.

2002 650 Mio. m³ Erdgas über die Online-Börse verkauft. Mezhrefiongas kauft auf diese Art Erdgas von unabhängigen Produzenten für den Weiterverkauf zu freien Absatzpreisen.¹⁸⁰

Interregionale Börse für Öl und Gas (MBNK)

Im Jahr 2003 wurde die „Interregionale Börse für Öl und Gas“ (MBNK) gegründet. Die Gründer der Börse sind die Verbände Sojuzgas und RGO sowie die unabhängigen Gasproduzenten Itera, Novatek und andere kleinere Industrieunternehmen und Zwischenhändler. Die unabhängigen Lieferanten erhoffen damit einen diskriminierungsfreien Erdgashandel zu marktgerechten Preisen.

Seit Mai 2003 finden regelmäßige Online-Auktionen zwischen akkreditierten Teilnehmern statt. Seit Gründung des Handelsplatzes wurde ein Gasvolumen von 2 Mrd. m³ gehandelt. Im Jahr 2004 wurden unterschiedliche Verträge mit Laufzeiten von einem Monat bis zu einem Jahr an 5 verschiedenen Einspeisepunkten (Verteilerstationen) für Nachfrager angeboten. Die Börsenpreise lagen im Mai 2004 zwischen 25 US-\$/ Tsd. m³ in Westsibirien und 50 US-\$/Tsd. m³ an der russisch-weißrussischen Grenze.¹⁸¹

Obwohl das Handelsvolumen auf beiden Handelsplätzen mit knapp 1% einen unwesentlichen Einfluss auf den gesamten Erdgashandel im Binnenmarkt hat, können sowohl von Gazprom als auch von unabhängigen Produzenten die Informationen gesammelt werden, welche Marktpreise die Endkunden zu zahlen bereit sind.

Inwiefern sich der kurzfristige Handel auf dem Binnenmarkt durchsetzen wird, hängt generell von der Entwicklung der weitgehenden Wettbewerbsbeziehungen im Erdgashandel auf dem Binnenmarkt ab. Dies erscheint vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklung des russischen Erdgasbinnenmarktes sehr fraglich.

4.5 Zusammenfassende Bewertung: Monopolisierung vs. (Teil)Liberalisierung

4.5.1 Tendenzen der Marktentwicklung

Wie bereits in Kapitel 4 dargestellt, zeichnet sich die aktuelle Entwicklung des russischen Erdgasbinnenmarktes durch eine zunehmende Marktmonopolisierung durch Gazprom aus. Während in der Erdgasproduktion die bereits dominierende Marktstellung von Gazprom erhalten bleibt, wird ihr Einfluss auch auf den übrigen Wertschöpfungsstufen durch die Übernahme von Verteilungsunternehmen und die Monopolisierung des Erdgashandels weiter zunehmen. Die Marktkonzentration wird unterstützt durch einen wettbewerbsfeindlichen und gazpromfreundlichen Ordnungsrahmen.¹⁸² Diese beherrschende Marktstellung wird durch die

¹⁸⁰ Vgl. Neftegaz (02/04/2003).

¹⁸¹ Vgl. MBNK (2004).

¹⁸² Dazu gehören Versuche zur Ausschaltung der Zwischenhandelstufe durch die Föderale Energiekommission (s. o. Abschnitt 4.4.1).

Verweigerung des Netzzugangs für unabhängige Produzenten und diskriminierendes Verhalten gegenüber Verteilungsunternehmen abgesichert.

Der russische Staat wird seine Einflussmöglichkeiten auf Gazprom durch die geplante kurzfristige Anteilsaufstockung auf über 51% weiter ausbauen.¹⁸³ Es kann mit hoher Wahrscheinlichkeit damit gerechnet werden, dass der russische Staat diese Aktienmehrheit zur Verfolgung industrie- und sozialpolitischer Zielsetzungen nutzen wird. Diese Vermischung wirtschaftlicher und politischer Ziele lässt vermuten, dass die Gazprom-Dominanz auf allen Wertschöpfungsstufen auch zukünftig ein politisches Anliegen bleibt. Die im Frühjahr 2004 von der russischen Regierung gestoppten Pläne für eine Restrukturierung von Gazprom und eine stufenweise Liberalisierung des russischen Erdgasbinnenmarktes, die vom Ministerium für Wirtschaftsentwicklung und Handel (MERT) angestrebt wurden, unterstreichen diese Entwicklung (siehe auch Abschnitt 3.5.1).

Es bleibt festzuhalten, dass die Monopolisierung des Gasmarktes mit der Dominanz der Gazprom von der Regierung als Instrument gesehen wird, die staatliche Einflussnahme in einer Schlüsselindustrie mit geostrategischer Bedeutung abzusichern. Eine wettbewerbliche Organisation des Gasmarktes mit fairen Zugangsmöglichkeiten auf allen Wertschöpfungsstufen (insb. Upstream) liegt offenbar nicht im staatlichen Interesse.

4.5.2 Bedeutung und Zukunft des Wettbewerbs

Die bisherigen Reformen der institutionellen Rahmenbedingungen zielten nicht darauf ab, einen funktionsfähigen Wettbewerb auf dem russischen Erdgasbinnenmarkt zu implementieren.

Wie im Abschnitt 3.4 dargestellt wurde, war die Einführung des Netzzuganges überwiegend auf die institutionellen Probleme der Zahlungsrückstände auf dem Binnenmarkt in den 90er Jahren zurückzuführen. Für die Zulassung von Zwischenhändlern zum russischen Erdgasbinnenmarkt wurde der Netzzugang zu den Ferngasnetzen der Gazprom eingeführt. Gleichzeitig wurde der Netzzugang zu den Verteilungsnetzen eingeführt, wodurch Gazprom die Belieferung von Endkunden ermöglicht wurde. Parallel zur Einführung des Netzzuganges sind im Jahr 1998 die Regeln der Gaslieferungen in Kraft getreten, die eine Grundlage zur Monopolisierung des Binnenmarktes durch Gazprom und zum praktisch vollständigen Ausschluss von Wettbewerbs- und überhaupt freien Handelsbeziehungen auf dem Binnenmarkt geschaffen haben. Die durchgeführten Reformen haben somit de facto die weitere Marktkonzentration gefördert.

Ein wichtiger Wettbewerbsimpuls könnte zukünftig von unabhängigen Produzenten ausgehen, die mittlerweile über nennenswerte Erdgasreserven verfügen. Ein diskriminierungsfreier Netzzugang wäre jedoch notwendige Bedingung dafür, dass unabhängige Produzenten im Wettbewerb mit Gazprom treten können. Darüber hinaus bestehen in dem jetzigen System künstlich niedriger Preise auf dem russischen Binnenmarkt nur geringe Anreize, Endkunden

¹⁸³ Vgl. GM (09/2004), S.1.

zu beliefern. Durch das Exportmonopol der Gazprom bleibt ihnen gleichzeitig der Zugang zu den margenstarken Auslandsmärkten verwehrt. Es ist fraglich, ob unter diesen Rahmenbedingungen genügend Anreize für unabhängige Produzenten bestehen, weiterhin in die Exploration und Produktion zu investieren. Sollten sich die unabhängigen Gasproduzenten in Anbetracht der ungünstigen institutionellen Rahmenbedingungen zu einem Rücktritt aus dem Gasmarkt entschließen, wird Russland ein wichtiges Element zur Aufrechterhaltung der Gasförderung verlieren.

Bei der aktuellen Entwicklung des Binnenmarktes in Russland bestehen somit keine ausreichenden organisatorischen und ökonomischen Voraussetzungen für die Entwicklung eines funktionsfähigen Wettbewerbs. Wie in den vorherigen Kapiteln dargestellt sind Mindestvoraussetzungen für die Etablierung eines funktionsfähigen Wettbewerbs:

1. Die Beendigung der Quersubventionierung des russischen Binnenmarktes durch die Erlöse aus dem Exportgeschäft
2. Demonopolisierung der Erdgasförderung
3. Die Durchsetzung eines gesellschaftsrechtlichen Unbundlings zwischen den Transportunternehmen und den übrigen Geschäftseinheiten von Gazprom

Die Ferngastransportgesellschaften müssen als wirtschaftlich selbständige Unternehmen etabliert werden. Dies erfordert nicht nur die gesellschaftsrechtliche Trennung der Ferngastransportunternehmen, sondern auch die faktische Arbeit über alle wirtschaftlichen Funktionen (z.B. Finanzierung, Asset- und Transaktionsmanagement). Dies ist eine notwendige Bedingung, um einen diskriminierungsfreien Netzzugang von Dritten zu gewährleisten.

4. Die Einführung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs zu kostendeckenden Tarifen

Die langfristige Stabilität des Erdgastransportsystems ist nur gewährleistet, wenn Netznutzungsentgelte den langfristigen Grenzkosten des Gastransports entsprechen. Ansonsten kommt es zu Unterinvestitionen, die die Stabilität des Transportsystems gefährden. Um Anreize für eine effiziente Bereitstellung der Transportdienstleistung zu setzen, muss in einem weiteren Schritt die kostenorientierte Preisregulierung in ein Anreizsystem überführt werden.

5 Offene Fragen der Entwicklung der russischen Gaswirtschaft

5.1 Überblick

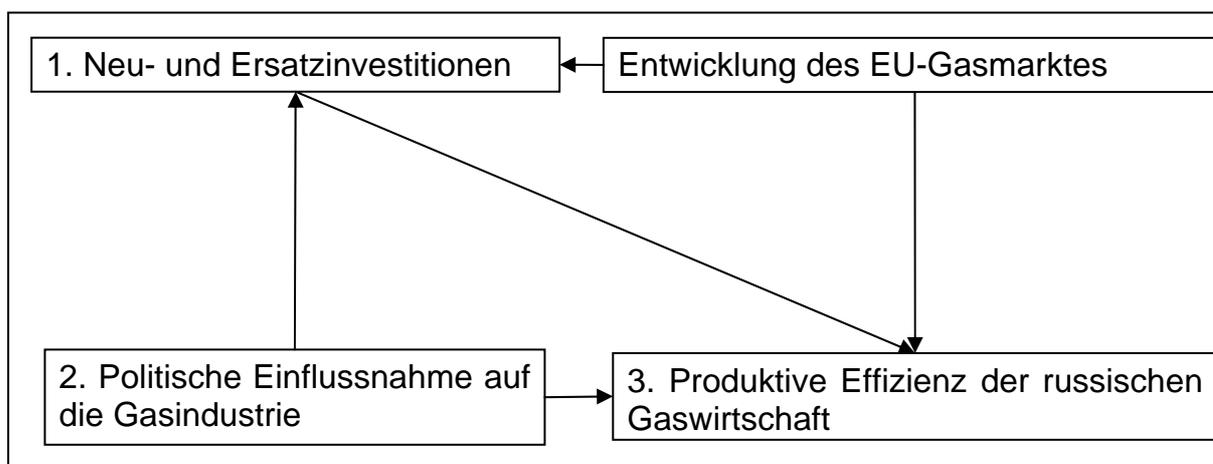
Die russische Gaswirtschaft bewegt sich in Richtung auf eine weitere Verstärkung der Marktposition von Gazprom auf dem Binnenmarkt. Zudem ist mit einer steigenden staatlichen Einflussnahme auf Gazprom und damit auf die gesamte russische Gasindustrie zu rechnen. Der oben beschriebene Strukturwandel der Gaswirtschaft gibt jedoch keinen eindeutigen Aufschluss darüber, welche weiteren Schritte in der russischen Politik geplant sind, um die dargestellten Investitions- und Effizienzprobleme der russischen Gaswirtschaft zu lösen. Die kurzfristige Stabilität der russischen Gasindustrie bleibt weiterhin praktisch ausschließlich durch die Einnahmen aus dem europäischen Erdgasmarkt gesichert. Aus diesem Grund hat jede Änderung der Preissituation auf dem europäischen Erdgasbinnenmarkt einen unmittelbaren und starken Einfluss auf die Ertragslage von Gazprom. Da das Preisrisiko auf dem europäischen Erdgasbinnenmarkt zum Großteil von den Gasproduzenten getragen wird und gleichzeitig mit einem steigenden Margendruck infolge der Liberalisierung auf dem europäischen Erdgasmarkt zu rechnen ist, besteht derzeit die Gefahr, dass die beabsichtigten Neu- und Ersatzinvestitionen durch Gazprom langfristig nicht vollständig finanziert werden können.

Für die Stabilität der russischen Gasindustrie müssen somit Rahmenbedingungen geschaffen werden, die garantieren, dass die notwendigen Investitionen auf allen Wertschöpfungsstufen finanziert werden können. Mindestvoraussetzungen dafür sind:

1. Kostendeckende (marktorientierte) Preise auf dem russischen Binnenmarkt,
2. Steigerung der Investitionsattraktivität der russischen Gasindustrie und Reduzierung der politischen Risiken und des politischen Einflusses auf die russische Gaswirtschaft,
3. Steigerung der Effizienz der russischen Gasindustrie.

Diese drei oben genannten Kriterien werden im Folgenden detailliert erläutert und ihre Realisierbarkeit unter den bestehenden institutionellen Rahmenbedingungen analysiert.

Abbildung 5-1: System der Einflussfaktoren auf die Entwicklung der russischen Erdgaswirtschaft



Quelle: Eigene Darstellung.

5.2 Einführung kostendeckender Preise für Erdgas auf dem russischen Binnenmarkt

Wie bereits in den vorhergehenden Kapiteln der Arbeit dargestellt, ist die Einführung von kostendeckenden Gaspreisen in Russland nicht nur die Voraussetzung für die Entwicklung eines funktionsfähigen Wettbewerbs auf dem russischen Erdgasbinnenmarkt, sondern auch zwingend notwendig zur Finanzierung der notwendigen Investitionen in der russischen Gasindustrie.¹⁸⁴

Die russische Regierung plant daher bis 2010 eine stufenweise Anhebung der russischen Binnenmarktpreise bis 2010 auf ein kostendeckendes Niveau (etwa 50 US-\$/Tsd. m³). Ab dem Jahr 2010 sollen die inländischen Gaspreise an die Exportpreise von Gazprom gekoppelt werden, d.h. sobald die Absatzpreise auf dem europäischen Gasmarkt steigen, steigt der Absatzpreis auf dem inländischen Gasmarkt.¹⁸⁵ Die russischen Verbraucher müssen mittelfristig praktisch die europäischen Erdgaspreise abzüglich von Transitkosten von Gazprom im Ausland und Transportkosten im Inland zahlen. Die künstliche Trennung von Binnen- und Exportmarkt würde somit aufgehoben.

Die Heranführung der Erdgaspreise an die langfristigen Grenzkosten der Erdgasbereitstellung verbessert Gazproms Chancen, die zukünftigen Investitionen aus dem eigenen Cash Flow zu finanzieren. Parallel dazu stiege die Investitionsattraktivität von Gazprom, wodurch sich zusätzliche Möglichkeiten zur Kapitalbeschaffung am Kapitalmarkt erschließen würden.

Die sukzessive Verteuerung von Erdgas auf dem Binnenmarkt würde weit reichende strukturelle Änderung auf der Nachfrageseite auslösen. Die Substitutionskonkurrenz zwischen Gas,

¹⁸⁴ Tatsächlich hebt Gazprom bereits seit 1999 die Inlandspreise für Erdgas stufenweise wieder an, siehe Abschnitt 2.2.

¹⁸⁵ Vgl. Gref, G. (2004).

Öl und Kohle würde nicht länger durch künstlich niedrige Gaspreise verzerrt. Es würden somit Voraussetzungen für einen fairen Wettbewerb zwischen den Primärenergieträgern geschaffen. Es kann damit gerechnet werden, dass insbesondere auf dem Kraftwerkmarkt Erdgas Marktanteile zugunsten von Kohle verlieren wird. Dieser Strukturwandel wird durch den hohen Re-Investitionsbedarf und Liberalisierungsprozesse im Umwandlungssektor forciert. Darüber hinaus würden die Anreize zu einer höheren Energieeffizienz in allen Nachfragesektoren steigen.

5.3 Steigerung der Investitionsattraktivität der russischen Gasindustrie

Durch den hohen Kapitalbedarf in der russischen Gasindustrie steigt die Abhängigkeit von in- und ausländischen Investoren. Gleichzeitig bieten die herrschenden institutionellen Rahmenbedingungen nur geringe Anreize, in die russische Gasindustrie zu investieren. Reformdruck wird daher zukünftig insbesondere vom Kapitalmarkt ausgehen. Mindestvoraussetzungen zur Schaffung eines günstigen Investitionsklimas sind:

- Reduzierung von politischen Risiken für Investoren und des politischen Einflusses auf die Gaswirtschaft,
- Verbesserung der wirtschaftlichen Attraktivität von Gazprom.

Die mangelnde Investitionsbereitschaft liegt nicht nur an den geringen ökonomischen Anreizen, sondern auch an den politischen Risiken, die die ausländischen Investoren in Russland tragen. Es hat sich in der Praxis herausgestellt, dass Interventionen des Staats in bereits vollständig privatisierte und liberalisierte Energiesektoren nicht ausgeschlossen werden können. Das jüngste Beispiel hierfür bildet der Fall Yukos (Erdölwirtschaft), deren Töchtergesellschaften *Juganskneftegas*, *Samaraneftegas*, *Tomskneft* vom Staat beschlagnahmt wurden. Yukos ist in Russland die derzeit größte und kapitalkräftigste vertikal integrierte Erdölgesellschaft, die an internationalen Börsen notiert ist (siehe Abschnitt 4.1.2). Mit der Beschlagnahmung verschiedener Tochtergesellschaften von Yukos verfolgt die russische Regierung die Absicht, Anteile anderer wirtschaftlich starker Energieunternehmen an Gazprom weiterzukaufen.¹⁸⁶

Aus diesem Grund muss, zusammen mit der Schaffung der Investitionsanreize für ausländische Unternehmen durch die Entwicklung der entsprechenden Regulierungsmechanismen und der Einführung der marktorientierten Gaspreise auf dem Binnenmarkt, die allgemeine politische Investitionssicherheit in Russland verbessert werden. Um ähnliche Fälle wie Yukos zu vermeiden und das Risiko der politisch motivierten staatlichen Lenkung in der russischen Gasindustrie zu minimieren, müssen die politischen und wirtschaftlichen Zielsetzungen der russischen Regierung in Gesetzen klar verankert sein.

Gleichzeitig muss Vertrauen geschaffen werden, dass der russische Staat seinen Mehrheitsanteil an Gazprom nicht zur Verfolgung politischer Interessen zulasten der übrigen Aktionäre

missbraucht. Zumindest letzteres erscheint vor dem Hintergrund der bisherigen Regierungspolitik sehr fraglich.

5.4 Steigerung der Effizienz der russischen Gaswirtschaft

Im Kapitel 2 der Arbeit wurden sowohl die sich verändernden Rahmenbedingungen auf dem europäischen Erdgasbinnenmarkt als auch die sich anbahnenden Kostensteigerungen aufgrund der notwendigen Investitionen in neue Produktions- und Transportkapazitäten dargestellt. Dadurch bestehen erhöhte Anreize zur Steigerung der Effizienz von Gazprom. Es ist bereits kurzfristig zu erwarten, dass der steigende Kostendruck zu einer intensiven Ausnutzung des Kosteneinsparpotenzials innerhalb seiner Organisationsstruktur zwingen wird. Parallel dazu wird der steigende Wettbewerbsdruck infolge der Liberalisierung des europäischen Marktes die Notwendigkeit von weiteren Kostensenkungen bei Gazprom tendenziell verstärken.

Der Grad der betrieblichen Effizienz von Gazprom bestimmt unter sonst gleichen Bedingungen die Höhe der erzielbaren Deckungsbeiträge im europäischen Erdgasmarkt zur Finanzierung der anstehenden Investitionen. Ebenfalls steht Gazprom beim Abschluss langfristiger Verträge im Wettbewerb mit neuen Anbietern für den europäischen Erdgasmarkt. Um wettbewerbsfähige Konditionen beim Abschluss der neuen langfristigen Verträge zu bieten, die auch zukünftig die Neuinvestitionen in den Ausbau der Produktionskapazitäten und Transportinfrastruktur von Gazprom sichern sollen, ist nicht nur die Verbesserung der betrieblichen Effizienz, sondern auch der verstärkte Einsatz von technischen Innovationen in der Exploration und Förderung sowie auch im Transport notwendig. Dies lässt sich vor allem dadurch begründen, dass die neuen russischen Erdgasreserven, wie im Abschnitt 2.3.2 dargestellt wurde, wesentlich teurer sein werden als die westsibirischen Riesengasfelder, die bislang den Großteil der russischen Erdgasproduktion ausmachten. Dies gilt ebenfalls für den Abschluss von Production Sharing Agreements (PSA) und anderen Kooperationen mit Gazprom. Die Kooperationsbedingungen, die vom russischen Staat bzw. von Gazprom angeboten werden, müssen, im Vergleich zu anderen Produzentenländern, für ausländische Investoren attraktiver ausgestaltet werden als bisher. Daher bleibt festzuhalten, dass die Steigerung der Effizienz eine unvermeidbare Bedingung sowohl für kurzfristige als auch langfristige Stabilität der russischen Gasindustrie darstellt.

Da die Einführung wirksamen Wettbewerbs als First best-Lösung für unternehmerische Effizienzreize aus politischen Gründen nicht gewollt ist, müssen alternative Wege gefunden werden, die betriebliche Effizienz in der russischen Gaswirtschaft zu steigern.

Durch die von der Regierung geplante Kopplung von inländischen Gaspreisen an die Exportpreise würde Gazprom ähnlichen wettbewerbsbedingten Preisrisiken sowohl auf dem europäischen als auch auf dem Inlandsmarkt ausgesetzt sein. Die Höhe des Kostendrucks würde in einem solchen Preisregime ausschließlich von der Intensität des Margenwettbewerbs auf den Exportmärkten abhängen. Da die Erlöse aus dem Binnenmarkt dadurch jedoch ansteigen wer-

¹⁸⁶ Z.B. EGM (15/09/2004), S.1.

den, ist es sehr fraglich, ob so ein höherer Effizienzdruck als im Status quo aufgebaut werden kann.

Für die Durchsetzung effizienter Unternehmensstrukturen und -prozesse wird vielmehr entscheidend sein, inwiefern die russische Regierung als Hauptaktionär Gazprom als Wirtschaftsunternehmen führen wird oder ob politische Interessen weiter dominant bleiben werden. Wenn die politischen Interessen weiterhin vorangetrieben werden, ist es sehr fraglich, ob der im Rahmen dieser Arbeit dargestellte „russische Weg“ einer Gasmarktorganisation vor dem Hintergrund der bevorstehenden Herausforderungen stabil sein wird.

Literaturverzeichnis

- Adonz, R. (1999): "Amrosgazprom" in: Oil and Gas Vertical, Ausgabe 1, 1999.
- AGFW (2002): Hauptbericht der Fernwärmeversorgung Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft 2001, Frankfurt am Main, 2002, S. 11.
- Baur, J. F. (2001): Gegenwärtige und zukünftige Entwicklungen in der deutschen und europäischen Energiewirtschaft, 1. Auflage, Nomos Verlagsgesellschaft, Baden-Baden.
- BGR (2003a): Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien, Heft XXVIII, Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe Hannover, 2003.
- BGR (2003b): Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien, Heft XXX, Russische Föderation, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe Hannover, 2003.
- Bodengesetz (1992): Zakon RF ot 21 fevralja 1992 g. Nr. 2395-1 „O nedrah“ v redakzii ot 29.05.2002, in: <http://www.gazo.ru/ru/main/document/zakon/obvopr/index.shtml?id=35&offset=0> vom 15.07.2003.
- Bodengesetz (1992): Zakon RF ot 21 fevralja 1992, Nr. 2395-1 „O nedrah“, v redakzii ot 29.05.2002, in: <http://www.gazo.ru/ru/main/document/zakon/obvopr/index.shtml?id=35&offset=0> vom 25.11.2003.
- Butrin, D. (2002): „'Purgaz' dostalsja ‚Gazpromu‘“ in Kommersant unter: <http://www.kommersant.ru> vom 03.04.2002.
- Cedigaz (2003): Trends & Figures from Natural Gas in the World, Cedigaz, Paris Juni 2003.
- CERA (2002): The Gaztransit Joint Venture's Rolle in Expanding Ukraine's Gas Export Capacity to the Balkans, Private Report CERA 2002, in: www.cera.com, 29.04.2002.
- Dashevsky, S. (2001): Gazprom – The sleeping Giant, Aton Capital Group, Moskau 2001.
- Dashevsky, S. (2002): Gazprom – Snizhenie prognosov na 2002-2003 god, Aton Capital Group, Moskau 2002.
- Däuper, O. (2002): Hinweise für die Gestaltung von Gaslieferverträgen, in: Zander, W./Riedel, M./Kraus, M. (Hrsg.), Praxishandbuch Energiebeschaffung, Deutscher Wirtschaftsdienst, Köln 2002, Kap. 2.4.

- Diverse Geschäftsberichte von Gazprom OAO, Tochterunternehmen von Gazprom (OOO Tomsktransgas, OOO Mezhrefiongas), unabhängigen Produzenten und vertikal integrierten Erdölgesellschaften.
- EGM (15/07/2004): Gazprom to halt domestic TPA to independent producers, in: European Gas Markets, 15 July 2004, S. 10.
- EGM (15/09/2004): Control of Gazprom to revert to state with Rosneft merger, in: European Gas Markets, 15 September 2004, S. 1, 6.
- EGM (15/10/2003): Gazprom drops destination clauses, in: European Gas Markets, 15 October 2003, S. 1, 7.
- EGM (17/12/2003a): Gazprom claims to meet TPA requests of independents, in: European Gas Markets, 17 December 2003, S. 14.
- EGM (17/12/2003b): Significant European natural gas wholesale prices, effective 16th in: European Gas Markets, 17 December 2003, S. 15.
- EGM (20/08/2003): Proposed rise in Russian gas export tax from 5% to 30%, in: European Gas Markets, 20 August 2003, S. 12.
- EGM (24/8/2001): Russia: Prices, taxes and the role of Itera, in: European Gas Markets, 24 August 2001, S. 8-10.
- EGM (27/02/2004): Russian Gazprom stops flows to Belarus, in: European Gas Markets, 27 Februar 2004, S. 1, 6.
- EU-Kommission (2003): Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG, Amtsblatt der Europäischen Union L 176/57, 15.7.2003.
- Expert (27/10/2003): Lukoil podpisal pervyj kontrakt s Gazpromom po prodazhe ej dobyvaemogo gasa, in: Expert, 27.10.2004.
- Finion, D./ Locateli, C. (2002): The liberalisation of the European gas market and its consequences for Russia, Institut d`economie et de politique de l`energie, France 2002.
- Finmarket (10/12/2003): Gazprom diskriminiruet nezavisimyh proizvoditelej gasa, in: Finmarket, 10.12.2003, www.finmarket.ru vom 10.01.2004.

- Finmarket (17/04/2003): Minoritarnye akzionery Gazproma stschitajut, tschto povyschenie zen na gas v 2 raza vyzovet neznatschitelnoe uvelitschenie infljazii v Rossii – menee tschem na 2 proz, in: Finmarket, 17.04.2003, www.finmarket.ru vom 25.08.2003.
- Funk, C./Millgramm, C./Schulz, W. (1995): Wettbewerbsfragen in der deutschen Gaswirtschaft, Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, Band 44, R. Oldenburg Verlag, München.
- Gas Briefing International (6/2002c): “Russia and Belarusia agree breakthrough gas deal“ in: Gas Briefing International, Ausgabe 6, 2002, S. 4.
- Gas Matters (10/1999): “Itera provides “Soviet” Solution to Gazprom’s Non Payment Crisis” in: Gas Matters, Ausgabe 10, 1999, S. 10.
- Gasversorgungsgesetz (1999): Federalnyz zakon ot 31 marta 1999 g. Nr. 69-FZ „O gasosnabzhenii v Rossijskoj Federazii“, in: <http://www.gazo.ru/ru/main/document/zakon/otngo/index.shtml?id=59&offset=0> vom 13.04.2004.
- Gazprom (2003a): Gazprom Annual Report 2002, Moskau, 2003.
- Gazprom (2003b): Projekt gosudarstvennoj programmy sozdaniya v Vostotschnoj Sibiri i na Dalnem Vostoke edinoj sistemy dobytschi, transportirovki gasa i gasosnabzhenija s utschetom vozmozhnogo eksporta gasa na rynki Kitaja i drugih stran Aziatsko-Tihoakeanskogo regiona, Gazprom, Moskau März 2003, in: http://www.gasforum.ru/concept/gazprom_atr_0303.shtml.
- Gazprom (2003c): „Erdgasvorkommen Zapoljarnoe“, erhältlich unter: <http://www.gazprom.ru/docs/topics/3478.shtml> vom 13.06.2003.
- Gazprom (2003d): Itogi gazodobyvajutschih obtschestv OAO Gazprom v 2002 godu i zadatschi na 2003 god, in: <http://www.gazprom.ru/articles/article5357.shtml> vom 03.11.2003.
- Gazprom (2003e): Spravka. Postavki gasa na vnutrennij rynek Rossii i v gosudarstva SNG i Baltii, in: <http://www.gazprom.ru/articles/article5356.shtml> vom 03.08.2003.
- Gazprom (2003f): Spravka po voporosam eksportnyh postavok OAO Gazprom in: <http://www.gazprom.ru/articles/article5354.shtml> vom 20.08.2003.
- Gazprom (2003g): Projekt koncepczii rynka gasa v Rossijskoj Federazii, podgotovlennyj OAO Gazprom, k sovetschanie premjer-ministra pravitelstva M. Kasjanova, Moskau März 2003, in: http://www.gasforum.ru/concept/gazprom_atr_0303.shtml vom 28.06.2004.

- Gazprom (2004): Gazprom Annual Report 2003, Moskau, 2004.
- GBI (10/2001): "Itera takes control of Georgian gas distribution company" in: Gas Briefing International, Ausgabe 10, 2001, S.8.
- GBI (5/2002): "Gazprom hints at transportation quota for independent gas producers" in: Gas Briefing International, Ausgabe 5, 2002, S. 3.
- Gesetz über natürliche Monopole (1995): Federalnyj Zakon ot 17 avgusta 1995 g. Nr.147-FZ „O estestvennyh monopolijah“, v redakzii ot 10.01.2003, in: <http://www.gazo.ru/ru/main/document/zakon/obvopr/index.shtml?id=33&offset=0> vom 25.12.2003.
- GM (07/1998): Gazprom: the Break-Up Debate and its Impact on Europe, in: Gas Matters, July 1998, S. 21.
- GM (01/2004): Russian anti-monopoly ministry lines up with independent gas distributors against Gazprom, in: Gas Matters, January 2004, S.6.
- GM (09/2004): Momentous merger with Rosneft tightens Putin`s grip on Gazprom, in: Gas Matters, September 2004, S. 1, 19.
- Gornovskij, N. (2002): O vormirovanii gasovogo balansa strany, in: Vremja Novostej, 15.07.2002, S. 3-4.
- Goskomstat (2002a): Fuel an Energy Complex of Russia, Statistical Yearbook, State Committee of the Russian Federation on Statistics, Moscow, 2002.
- Goskomstat (2002b): Promyschlennost Rossii, Statistitscheskij sbornik, Gosudarstvennyj komitet Rossijskoj Federazii po statistike (Goskomstat Rossii), Moskau 2002.
- Götz, R. (2002): Russlands Erdgas und die Energiesicherheit der EU, SWP Studie, Deutsches Institut für Internationale Politik und Sicherheit, Berlin, 2002.
- Gref, G. (2004): Po mere udvoenija WWP infljazija v Rossii budet sinzhatsja, a zeny na gas budut rasti, in: NewsRu.com, <http://news.flexcom.ru/business/2004/05/27/49062>.
- Grizenko, A.I. et al. (2001): Oil and gas in Russia in the XXI century: forecast of production and development of the resource base, in: Minerylnye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie, Vol. 3, 2001, S. 10-19.
- Heinrich, A. (1999): Russlands Gazprom, Teil II: Gazprom als Akteur auf internationaler Ebene, Berichte des Bundesinstituts für ostwissenschaftliche Studien (34/1999), Köln 1999.

IEA (1993): Energy Balances of Non-OECD Countries 1990-1991, OECD/ IEA, Paris.

IEA (1994): Russian Energy Prices, Taxes and Costs, OECD/ IEA, Paris.

IEA (1995): Energy Balances of Non-OECD Countries 1992-1993, OECD/ IEA, Paris.

IEA (1995): Energy Balances of Non-OECD Countries 1992-1993, OECD/ IEA, Paris.

IEA (1995): The IEA Natural Gas Security, OECD/ IEA, Paris.

IEA (2000): Energy Balances of Non-OECD Countries 1997-1998, OECD/ IEA, Paris.

IEA (2001): Energy Balances of Non-OECD Countries 1998-1999, OECD/ IEA, Paris.

IEA (2002a): Energy Balances of Non-OECD Countries 1999-2000, OECD/ IEA, Paris.

IEA (2002b): Russia Energy Survey 2002, OECD/ IEA, Paris.

IEA (2003): Energy Balances of Non-OECD Countries 2000-2001, OECD/ IEA, Paris.

IEA (2003): Natural Gas Information 2002, OECD/ IEA, Paris.

IEA (2004a): Energy Balances of Non-OECD Countries 2001-2002, OECD/ IEA, Paris.

IEA (2004b): Energy Statistics of Non-OECD Countries 2001-2002, OECD/ IEA, Paris.

IEA (2004c): World Energy Outlook 2004, OECD/ IEA, Paris.

Interfax (10/10/2003): Kasjanov ne soglasen s tem, tschto WTO-peregovory zashli v tupik, in: Interfax, www.interfax.ru vom 19.11.2003.

Interfax (18/06/2003): Kudrin oproverg zajavlenija o vozmozhnom uvelitschenii nalogovoj nagruzki na gasovuju otrasli v svjazi s predlagaemym pravitelstvom izmeneniem v nalogooblozhenii, in: Interfax, www.interfax.ru vom 20.11.2003.

Interfax Petroleum Report (18/1999): "Itera becomes Russia's second largest gas producer" in Interfax Oil & Gas Report, Volume IX, Issue 18 (531), 1999, S. 9.

Interfax Petroleum Report (1997-2003): diverse Ausgaben, verschiedene Jahrgänge 1997-2003, Interfax Informational Services, Moskau.

Itera (2002a): „Itera Holding Ltd.: Information about Activities“, unter: www.iteragroup.com/english/about_co/activity.htm vom 20.11.2002.

Itera (2002b): „Itera Holding Ltd.“, unter: www.iteragroup.com vom 15.09.2002.

- Itera (2003): „Neftegazovaja kompanija ‚Itera‘ vvvela v promyslennuju ekspluataziju Beregovoye“, in: Pressrelisy unter <http://www.iteragroup.com/isp/go/index/articles/88/6/vom> 03.06.2003.
- Itera (2004): Sverdlovskaja oblast, in: <http://www.iteragroup.com/isp/go/index/1/79> vom 10.02.2004.
- Izvestija (25/12/2003): „Gazprom“, „Rosneft“ i „Surgutneftegas“ budut iskat gas vmeste, in: Izvestija, 25 dekabnja 2003, S. 6-8.
- Izvestija (30/12/2003): Glavnyj ideolog sozdanija konsorzijuma v sostave „Rosnefti“, „Gazproma“ i „Surgutneftegasa“ Sergej Bogdantschikov rasskasal o nekotoryh detaljah buduschej struktury, in: Izvestija, 35 dekabnja 2003, S. 5-7.
- Jazev (2003): Liberalisatija rossijskogo rynka gasa i vsaimootnoschenija OAO Gazprom i nezavisimyh proizvoditelej gasa, Gazo, 31.10.2003, in: <http://www.gazprom.ru/articles/article8001.shtml> vom 29.11.2003.
- Khakimov (2003): Interview mit dem Leiter der technischen Abteilung von Gazexport OOO Andrei K. Khakimov, Berlin, 15.08.2003.
- Koltschin, S. (1998): Neft i gas Kaspija: Strategitscheskie interesy Rossii, in: Mirovaja ekonomika i mezhdunarodnye otnoschenija 3/1998, S. 97-103.
- Komarov, J. (2003): Presentazija po eksportnym postavkam gasa, Gazprom, 23.06.2003 in: http://www.gazprom.ru/events/2003/06/231619_5249.shtml.
- Komarov, J. (2004): Mi davno gotovimsja k liberalisazii rynka v Evrope, Interview mit Gri-vachev, A., in: Vremja Novostej, 15.10.2004.
- Kommersant (17/06/2004): Gazprom obnarodyval spiski akzionerov, in: Kommersant, 17.6.2004, S. 2-3.
- Kovalischina, G. (2000): Nuzhen li Rossii zakon o soglschenijah o razdele produkcii SRP?, Ezhenedelnyj obzor instituta finansovyh issledovanij, ISF, 11.09.2000, Moskau.
- Krjukov, V. A. (1998): Institucionalnaya Struktura neftegazovo Sektora, Verlag IEiOPP SO RAN, Novosibirsk 1998.
- MAP (2004): Delo o naruschenii FEK Rossii i grupoj liz OAO Gazprom, OOO Mezhtregiongas statji 8 zakona „O Kokurenzii“, Ministerstvo po antimnopolnoj politiki, Moskva März 2004, in: <http://map.siora.ru/> vom 15.06.2004.

- Mazalov, I. et al. (2002): *Gazprom – Gulliver in the Land of Lilliput*, Commerzbank Securities, London, 2002.
- MBNK (2004): *Ob organizazii spotovoj trgovli gasom na mezhregionalnoj neftegasovoj birzhe*, in: www.mbnk.ru vom 22.05.2004.
- MERT (2000): *Entwicklungskonzept für den Gasmarkt in der Russischen Föderation*, Ministerium für Wirtschaftsentwicklung und Handel der Russischen Föderation, Moskau 2000.
- MERT (2002): *O koncepczii razvitija rynka gasa v Rossijskoj Federazii, doklad v pravitelstvo RF, Ministerstvo ekonomitscheskogo razvitija i trgovli Rossijskoj Federazii*, Moskau Dezember 2002.
- MERT (2003a): *O koncepczii razvitija rynka gasa v Rossijskoj Federazii, doklad k zasedaniju pravitelstva RF, Ministerstvo ekonomitscheskogo razvitija i trgovli Rossijskoj Federazii*, Moskau März 2003.
- MERT (2003b): *O strukturnyh preobrazovanijah v dobytsche i transportirovke gasa, materialy k zasedaniju pravitelstva RF, Ministerstvo ekonomitscheskogo razvitija i trgovli Rossijskoj Federazii*, Moskau September 2003.
- Michelson, L. (2003): *Nuzhny proste i ponjatnye normy, garantirujutschie dolgosrotschnoe pravo transporta gasa*, in: Interfax, http://www.gasforum.ru/articles/mihelson_011203.shtml, vom 10.03.2004.
- Midttun, A./Handeland, J./Wenstop, S. (2003): *Organising National Interests in the Upstream Gas/Petroleum Industry, The Norwegian Model and its Transformation*, in: Arentsen, M. J./Künneke, M. (Hrsg.), *Praxishandbuch Energiebeschaffung*, Elsevier, Oxford 2003, Kap. 5, S.65-102.
- Miller, A (2003a): *O dalnejšem soverschenstvovanii struktury uoravlenija v zeljah povyschenija effektivnosti i prozratschnosti dejatelnosti OAO Gazprom, Prilozhenie 2 k pismu OAO Gazprom ot 19 sentjabrja 2003 g. k zasedaniju pravitelstva 26 sentjabrja 2003 g.*, OAO Gazprom, Moskau.
- Miller, A. (2003b): *Zametschanija po materialam Minekonomrazvitija Rossii o restrukturizacii OAO Gazprom, Prilozhenie 2 k pismu OAO Gazprom ot 19 sentjabrja 2003 g. k zasedaniju pravitelstva 26 sentjabrja 2003 g.*, OAO Gazprom, Moskau.
- MinEnergO (2003): *„Energetičeskaja strategija Rossii na period do 2020 goda“*, Ministerstvo Energetiki Rossijskoj Federazii, Moskau 2003.

- Mineral (2003): "Gazprom priobretet kontrolj u lity 51% akzij Severneftegazproma", unter <http://www.mineral.ru/Chapters/News/3368.html> vom 29.12.03.
- Ministerium für Wirtschaftsentwicklung der Russischen Föderation (2000): „Konzeptzija rasvitija rynka gasa v rossijskoy federazij“, Moskau 2000.
- Nail, J./ Dlugi J. (2001): Rossijskaja elektroenergetitscheskaja promyshlennost`, Aton Capital Group, Moskau 2001.
- Nedogonov, A. (2003): S tchistovo lista!, unter: RusEnergy.com, <http://www.rusenergy.com/interview/a26032003.htm> vom 26.03.2003.
- Neftegaz (03/09/2003): Gasovaja pausa, in: Neftegaz.Ru (Archiv), www.neftegaz.ru vom 05.01.2004.
- Neftegaz (14/10/2003): TNK ne polutschila dostup k seti, unter: Neftegaz.Ru (Archiv), www.neftegaz.ru vom 12.07.2004.
- Neftegaz (23/10/ 2003): Gazprom otkazhetsja ot razrabotki Shtokmanovskogo mestorozhdenija?, unter: Neftegaz.Ru (Archiv), www.neftegaz.ru vom 05.04.2004.
- Neftegaz.Ru (02/04/2003): Torgovlya na torgovoj plotschadke Mezhregiongasa, unter: Neftegaz.Ru (Archiv), www.neftegaz.ru vom 12.05.2003.
- Novelle (1992): Postanovlenie pravitelstva RF ot 15.07.1992 Nr. 3314-1 „O porjadke lizenzirovaniya i polzovaniya nedrami, novela zakona RF „O nedrah“, 21.02.1992, Verordnung der Regierung Nr. 3314-1, Moskau 15.07.1998.
- Ognev, I. (2001): Polutschit li TEK realnyju strategiju?, in: Tjumenskie izvestija, Nr. 88, 04.05.2001, S. 3-11.
- Oil&Capital (23/06/2003): Ot skvazhiny do konforki. Gazprom otvetschaet za gasonabzhenie uzhe poloviny rossijskih potrebitelej, in: Oil&Capital, <http://oilcapital.ru/news.asp?IDR=1&IDNEWS=19850> vom 10.03.2004.
- OME (2001): Assessment of internal and external gas supply options for the EU, evaluation of the supply costs of new natural gas supply projects to the EU and an investigation of related financial requirements and tools, Observatoire mediterrann de L`energie, Sophia Antipolies.
- Page, M. M. (1997): New states struggle to escape from shadow of Gazprom, in: Petroleum Economist, May 1997, S. 118-136.

- PetroStudies Co. (1998): Strategic Operations by Customer Country in: Gazproms strategic operations in Europe, Volume 3, Malmö 1998.
- Plotnikov, I. (2003): Tschto ne ustraivaet Gazprom, in: Utro, http://www.gasforum.ru/articles/plotn_220403.shtml vom 22.08.2003.
- Präsidentialamt der RF (1992): „O Preobrasovanij gosudarstvennovo gasovo konzerna ‘Gazprom’ v rossijskoe akzionernoe obschestvo ‘Gazprom’“, Erlass d. Präsidenten der RF, Nr. 1333, Moskau, 5. November 1992.
- Präsidentialamt der RF (1997): „O Porjadke obraschnija akzij akzionernovo obschestva ‚Gazprom’ na period zakreplenija v federalnoy sobstvennostij akzij Rossijskovo akzionernaja obschestva ‚Gazprom’“, Erlass d. Präsidenten der RF, Nr. 529, Moskau, 28. Mai 1997.
- Präsidentialerlass (1992a): „O Preobrasovanij gosudarstvennovo gasovo konzerna ‘Gazprom’ v rossijskoe akzionernoe obschestvo ‘Gazprom’“, Erlass d. Präsidenten der RF, Nr. 1333, Moskau, 5. November 1992.
- Präsidentialerlass (1992b): „O Preobrasovanij v akzionerneye otschestva i privatizazii gosudarstvennyh predpriyatij, objedinenij i organizazij gasovogo hosjajstva Rossijskoj Federazii, Erlass d. Präsidenten der RF, Nr. 1559, Moskau, 8. December 1992.
- Präsidentialerlass (1997): „O glavnyh napravlenijah strukturnoj reformy estestvennyh monopolij ‘Gazprom’“, Erlass d. Präsidenten der RF, Nr. 426, Moskau, 28. April 1997.
- Preuß Neudorf, K.C. (1996): Die Erdgaswirtschaft in Russland, VUB Fachbuchhandlung GmbH, Köln 1996.
- PSA-Gesetz (1995): Federalnyj zakon ot 30.12.1995 Nr. 225-FZ , o soglaschenijah o razdele produkcii, v redakzii ot 18.06.2001, in: <http://www.gazo.ru/ru/main/document/zakon/obvopr/index.shtml?id=38&offset=0> vom 25.12.2003.
- Rabotschaja Tribuna (23/01/1997): K voprosy o platezhah za gas v Tulskoj oblasti v 1996 godu, in: Rabotschaja Tribuna, 23 janvarja 1997, S. 3.
- Regierungsverordnung (1995): Postanovlenie Pravitelstva RF ot 07.03.1995 Nr. 239 „O me-rah po uporjadotscheniju gosudarstvennogo regulirovanija zen (tarifov)“, v redakzii ot 02.04.2002, in: vom 25.12.2000, in: <http://www.gazo.ru/ru/main/document/zakon/obvopr/index.shtml?id=46&offset=0> vom 27.11.2003.

- Regierungsverordnung (1997): Postanovlenie Pravitelstva RF ot 14 ijulja 1997 g. Nr. 858 „Ob obespetschenii dostupa nezavisimyh organizacij k gasotransportnoh sisteme otkrytogo akzionernogo obtschestva Gazprom“, v redakzii 03.05.2001, in:
<http://gazo.ru/ru/main/document/zakon/otngo/index.shtml?id=79&offset=0> vom 27.12.2003.
- Regierungsverordnung (1998a): Postanovlenie Pravitelstva RF ot 24.11.1998 g. Nr. 1370 „Ob utverzhenii Polozhenija ob obespetschenii dostupa organizacij k mestnym raspredelitelnym setjam“, v redakzii ot 28.07.2000, in:
<http://www.gazo.ru/ru/main/document/zakon/otngo/index.shtml?id=92&offset=0> vom 27.12.2003.
- Regierungsverordnung (1998b): Postanovlenie pravitelstva RF ot 05.02.1998 Nr. 162 „O pravilah postavki gasa na territorii Rossijskoj Federazii“, Verordnung der Regierung der RF, Nr. 162, Moskau 05.02.1998.
- Regierungsverordnung (2000a): Postanovlenie Pravitelstva RF ot 02.11.2000 Nr. 843, „O-kommissii Pravitelstva Rossijskoj Federazii po voprosam ispolzovanija sistem nagistralnyh neftegasoprovodov i nefteproduktoprovodov“, v redakzii ot 15.01.2003, in:
<http://www.gazo.ru/ru/main/document/zakon/otngo/index.shtml?id=71&offset=0> vom 25.11.2003.
- Regierungsverordnung (2000b): Postanovlenie Pravitelstva RF ot 29.12.2000 Nr. 1021, „O gosudarstvennom regulirovanii zen na gas i tarifov na usluzi po ego transportirovke na territorii Rossijskoj Federazii, v redakzii ot 22.05.2002., in:
<http://www.gazo.ru/ru/main/document/zakon/otngo/index.shtml?id=94&offset=0> vom 25.11.2003.
- Regierungsverordnung (2001): Postanovlenie Pravitelstva RF ot 03.05.2001 Nr. 335, „O porjadke ustanovlenija spezialnyh nadbavok k tarifam na transportirovky gasa gasorapredelitelnymi organizacijami dlja finansirovanija programm gasifikazii, in:
<http://www.gazo.ru/ru/main/document/zakon/otngo/index.shtml?id=72&offset=0> vom 27.11.2003.
- Reznik (2004): Tarify po ukazke, in: <http://www.rao-ues.ru>, vom 20.09.2004.
- Rezunenko, V. I. et al. (2001): The resource base of the gas industry in the federal districts of Russia, in: *Minerylnye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie*, Vol. 4, 2001, S. 8-15.
- Rjazanov, A. (2003): Ja nitschego ne imeju protiv togo, tschtoby gosudarstvo vladelo kontrolnym paketom, Interview mit Pravosudov, *Russkij Fokus*, 29.06.2003, in:
http://www.gazprom.ru/comments/2003/06/300000_5530.shtml vom 29.10.2003.

- RKS (2004): RKS-Unternehmensprofil, in: www.roscomsys.ru vom 10.03.2004.
- Seleznev (2003): Mezhregionalnaja kompanija po realizazii gasa Mezhregiongas, Präsentation von Mezhregiongas, Moskau 31.10.2003, in: <http://www.gazprom.ru/articles/article7959.shtml> vom 29.11.2003.
- Sojuzgas (2003): Tekutschie pokazateli i tendenzii razvitija svobodnogo sektora rossijskogo rynka gasa, Prilozhenie 1, Souz nezavisimyh proizvoditelej gasa, Moskva 2003.
- Ter-Sarkisov, R.M. (2003a): Generalnyj direktor VNIIGaz Rudolf Ter-Sarkisov dal intervju „Tribune“, in: Tribuna, 11.12.2003, S. 1-3.
- Ter-Sarkisov, R.M. (2003b): Razvitie dobytschi gasa nezavisimymi proizvoditeljami mozhnet sposobstvovat ukrepleniju potenziala TEK strany, in: Gasovaja Promyshlen, Nr. 4 April 2003, S. 2-3.
- Tschernischov, S. (2001): Delit bolsche netschego, in: Kommersant, 13 Mai 2001, S. 2-4.
- UFG (2003): Northgas: vedutschij nezavisimyj proizvoditel gasa, United Finance Group, Moscow, 2003.
- Uglov, A. (2002): Okno v Evropu, in: Neftegaz.Ru, <http://www.neftegaz.ru/analit/comments.php?comms=0&id=822&one=1> vom 29.08.2002.
- Verordnung des russischen Ministerrats (1993): Postanovlenie Pravitelstva RF ot 21.03.1993 Nr. 180, „Ob obespetschenii vvoda v ekspluataziju novyh neftjannyh mestorozhdenij v 1993-1995gg“, Verordnung des Ministerrates der RF, Moskau, 01 März 1993.
- VIK (2004): Statistik der Energiewirtschaft, Ausgabe 2004, VIK Verband der industriellen Kraftwirtschaft, Verlag Energieberatung GmbH Essen.
- VWD (03/05/2001): „Gasmarktreform in Russland verschoben“ in: VWD, Eschborn, Nr. 85, 3.5.2001, S.3.
- VWD (13/10/2003): „Putin will Monopol von Gauprom erhalten“ in: VWD Energy Daily, Eschborn, Nr. 196, 2003, 13.10.2003, S.6.
- WEC (2003): Energie für Deutschland, Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext, 2003, Schwerpunkt EU-Osterweiterung: Energie, World Energy Council, Deutsches Nationales Komitee des Weltenergiegierates DNK, Essen 2003 .
- ZGG (2004): Karte Haupttrassen nach Europa, Zarubezhgas-Erdgashandel GmbH, in: <http://zgg2.online-now.de:81/german/naturalgas/index.php> vom 10.11.2004.

Zhukov, A. (2003): Vystuplenie na vstreche rukovoditelej OAO Gazprom i glavnyh redaktorov regionalnyh smi 31.Okt.2003, in:
<http://www.gazprom.ru/articles/article8157.shtml>

